

**COMPILAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES  
APRESENTADAS NA  
CONSULTA PÚBLICA N.33/2017  
DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

*Aprimoramento do marco legal  
do setor elétrico*

**BRASÍLIA**  
**Outubro de 2017**



**COMPILAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES  
APRESENTADAS NA  
CONSULTA PÚBLICA N.33/2017  
DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

***Aprimoramento do marco legal  
do setor elétrico***

**BRASÍLIA  
Outubro de 2017**



# SUMÁRIO

**Escopo · 6**

**Metodologia · 6–7**

- ▶ **GRUPO 1. Compromissos de reforma e elementos de coesão · 8–41**
- ▶ **GRUPO 2. Medidas de destravamento · 42–103**
- ▶ **GRUPO 3. Alocação de custos e racionalização · 104–183**
- ▶ **Grupo 4. Medidas de sustentabilidade e desjudicialização · 184–211**
- ▶ **Temas diversos · 214–253**

## Escopo

Por meio do presente documento, apresenta-se a compilação, sem que haja análise crítica ou propositiva, das contribuições oferecidas à Consulta Pública – CP – n. 33/2017, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia – MME – com vistas a subsidiar sua proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

## Metodologia

Antes de avançar para a apresentação das contribuições, cumpre explicitar aspectos relevantes acerca da metodologia empregada no processo de compilação ora desenvolvido:

(i) Apesar de figurarem, entre os participantes da CP n. 33/2017, agentes e associações de todos os segmentos do setor elétrico, órgãos da Administração Pública, conselhos de consumidores, membros da sociedade civil, consultores e instituições financeiras, os quais possuem menor ou maior grau de domínio e de informações acerca do tema discutido, atribuiu-se idêntico peso a todas as contribuições, ou seja, não se conferiu maior ou menor destaque a qualquer das contribuições em razão de sua autoria.

(ii) Precisamente em razão de não se ter promovido juízo de valor quanto à representatividade da contribuição segundo o agente que a ofereceu, a compilação está organizada de acordo com os temas e argumentos utilizados, e não de acordo com os autores das propostas.

(iii) Em razão de a CP n. 33/2017 versar sobre tema amplo – aprimoramento do marco legal do setor elétrico –, muitos agentes utilizaram-se da oportunidade para propor medidas que não guardam correspondência com as propostas veiculadas pelo MME, de maneira que, nesta compilação, a fim de preservar a objetividade

do documento, foram consideradas apenas as contribuições que tivessem vínculo com o escopo original da Consulta Pública.

(iv) Em caderno separado serão trazidas as contribuições de temas diversos, que extrapolam a proposta do Ministério.

(v) A fim de otimizar a leitura e a sistematização das contribuições, buscou-se aglutinar aquelas que convergissem para conclusão similar, embora, para tanto, possam ter sido empregados argumentos distintos, de maneira que as contribuições reunidas nem sempre são perfeitamente idênticas ou convergentes entre si.

(vi) As notas de rodapé remetem o leitor para as contribuições nas quais é possível aprofundar-se no assunto, mas não significam que aqueles indicados tenham necessariamente empregado exatos termos e argumentos refletidos na compilação.

(vii) A fim de facilitar a análise quanto à repercussão das propostas formuladas pelo MME, as contribuições foram organizadas sob os quatro grupos nos quais se subdividiu a Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, a qual instruiu a CP n. 33/2017.

(viii) As contribuições foram divididas em três categorias-base, quais sejam, favoráveis, parcialmente favoráveis e contrárias à proposta veiculada na CP n. 33/2017, sendo que um mesmo agente pode ter sido referenciado em mais de uma categoria a depender do tema analisado e de eventual emprego de argumentos subsidiários.

(ix) Quando a complexidade do assunto exigiu e/ou o tema das contribuições demandou, acrescentou-se a categoria "ponderações/reflexões".

## ► GRUPO 1. Compromissos de reforma e elementos de coesão

### 1. ESCOPO

Conforme apresentado na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, foram condensadas no “Grupo 1 – Compromissos de reforma e elementos de coesão” as propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico que “orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo”.

A maioria dos dispositivos apresentados nesse grupo possuem, segundo o Ministério de Minas e Energia, “baixo grau de flexibilidade, normalmente com prazos de implementação pré-definidos, refletindo um pacote de intenções políticas perenes”.

Os pontos abordados no Grupo 1 estão dispostos em dois subtópicos:

(i) “Autoprodução” e (ii) “Redução dos Limites para Acesso ao Mercado Livre”.

Ao todo, 120 contribuintes manifestaram-se sobre as propostas do Grupo 1, tendo formulado um total de 566 contribuições pontuais, que foram aglutinadas em 162 sugestões.

Cada um dos subtópicos obteve o seguinte número de contribuições:

#### **Número de contribuições por subgrupo**



## 2. AUTOPRODUÇÃO

O primeiro tema abordado pelo MME é a autoprodução de energia. Por ser *“carente de uma previsão legal que ajuste adequadamente os contornos e diretrizes que equilibrem seus benefícios e ônus”*<sup>1</sup>, o Ministério propõe uma série de aperfeiçoamentos legais para a atividade. Diante de suas especificidades, e como forma de facilitar a compreensão, as propostas serão apresentadas em subitens.

### ***1/3 dos contribuintes da CP 33 abordam o tema “Autoprodução”***

#### **2.1. Consumidor que recebe a outorga para produzir**

##### ***2.1.1. Síntese da proposta***

O MME sugere definir o autoprodutor como o consumidor que receba a outorga para produzir energia elétrica por sua conta e risco. Com isso, o autoprodutor passa a ser caracterizado como espécie do gênero consumidor livre. Além disso, o MME propõe que seja assegurado ao autoprodutor o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição, por se tratar de *“ pilar fundamental de desenvolvimento do mercado livre ”*<sup>2</sup>.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) a espécie do gênero de classificação do autoprodutor, se consumidor ou gerador, (ii) a importância da regulamentação da atividade de autoprodução e (iii) a necessidade de criação de um marco regulatório definitivo para outras classes de agentes, em especial a geração distribuída.

---

1 Ministério de Minas e Energia – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

2 Ministério de Minas e Energia – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

### **2.1.2. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) A caracterização legal do autoprodutor como um tipo de consumidor livre é a melhor opção para o momento, sendo essa a definição mais precisa para esse agente<sup>3</sup>.

(ii) Um marco legal claro e sólido para autoprodução incentiva a participação dos consumidores no investimento do segmento de geração, medida importante para a expansão do setor<sup>4</sup>.

(iii) Apoio à normatização do autoprodutor e maior clareza nas definições da autoprodução, que se encontram dispersas ou até mesmo subentendidas<sup>5</sup>.

#### **Contribuintes que abordam a natureza jurídica do autoprodutor**



### **2.1.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Ajustar a definição para explicitar que a opção pela autoprodução aplica-se apenas à consumidores livres, e não à consumidores de forma genérica<sup>6</sup>.

(ii) O conceito de autoprodução é amplo, e não pode ser dissociada da auto-produção representada pela micro e minigeração, sendo necessário definir as

3 Conselho de Consumidores de Energia da Enel e Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas – CONCCEL.

4 PSR.

5 ABIAPE, Cigré, Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Mato Grosso – CONCEL/MT, Petrobras, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e CPFL Piratininga, ANFAVEA, Enel, Empresa Brasileira de Energia Solar – EBES e Ícone.

6 Neiva, Barros & Figueiró Sociedade de Advogados.

figuras do autoprodutor livre e do autoprodutor regulado<sup>7</sup>.

(iii) A definição deve considerar que o autoprodutor é o consumidor que produz energia visando prioritariamente ao seu consumo próprio, sem a necessidade de vinculação com a outorga e sem razão para inclusão da expressão “*por sua conta e risco*”<sup>8</sup>.

(iv) Esclarecer que o dever de garantia de acesso somente ocorre aos concessionários de transmissão e distribuição<sup>9</sup>.

#### **2.1.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) O regime de autoprodução deve ser espécie do gênero geração, preservando a diferenciação entre agente setorial, consumidor e as atividades de geração e comercialização<sup>10</sup>.

(ii) Os direitos e os deveres associados aos segmentos de consumo e geração são distintos, não sendo adequado que o titular de concessão ou autorização seja um consumidor em vez de um agente de geração<sup>11</sup>.

(iii) É mais adequado caracterizar o autoprodutor como um produtor independente de energia<sup>12</sup>.

(iv) Instalações com geração própria, incluindo a mini e microgeração distribuída, devem ser caracterizadas como: (i) instalação autoprodutora, predominantemente exportadora; ou (ii) instalação de consumo com geração própria, predominantemente consumidora<sup>13</sup>.

---

7 ENGIE.

8 ABGD.

9 Eletrobras.

10 ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE e ANEEL.

11 ANEEL.

12 Instituto Acende Brasil.

13 EDP.

### ***2.1.5. Ponderações/Reflexões***

(i) A proposta confunde o regime de exploração de central de geração com o regime de fornecimento (regulado ou livre)<sup>14</sup>.

(ii) Incluir a seção da autoprodução após a do consumidor livre, bem como elaborar manual explicativo sobre a atividade<sup>15</sup>.

(iii) Definição da autoprodução deve vir ao lado da definição do produtor independente de energia<sup>16</sup>.

(iv) O critério para exigência de outorga ou autorização deve estar vinculada ao tipo de fonte e capacidade, de modo equânime para produção independente ou autoprodução<sup>17</sup>.

(v) O autoprodutor com instalação na condição de consumo deve contar com livre acesso à rede da distribuidora ou transmissora<sup>18</sup>.

(vi) Importante estender a definição proposta para todas as outorgas de autoprodução vigentes<sup>19</sup>.

## ***1/3 dos contribuintes que tratam da Autoprodução apontam a necessidade de criação de marco legal definitivo para a geração distribuída (GD)***

(vii) Necessidade de criação de um marco legal definitivo para a geração distribuída (GD), com equacionamento de lacunas regulatórias, em linha com o

---

14 ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

15 Neiva, Barros & Figueiró Sociedade de Advogados.

16 ABGD.

17 ENGIE.

18 EDP.

19 CCEE.

proposto para a autoprodução<sup>20</sup>.

(viii) Incluir a figura do “prosumidor”, advindo do inglês *production, consumption* e *storage*, que é o consumidor que recebe autorização para produzir e armazenar energia elétrica<sup>21</sup>.

## **2.2. Autoprodução em cadeias societárias proporcionalmente às ações com direito a voto**

### **2.2.1. Síntese da proposta**

O MME propõe que o regime de autoprodução também ocorra nas cadeias societárias do autoprodutor, conforme participações cruzadas no capital investido com direito a voto. Com isso, o autoprodutor pode alocar energia de autoprodução em empresas do seu grupo econômico na proporção das ações com direito a voto.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, a extensão da alocação da energia de autoprodução.

### **2.2.2. Contribuições favoráveis à proposta**

- (i) Possibilidade de alocar a autonomia na geração de energia<sup>22</sup>.
- (ii) A proposta torna mais claros os limites de atuação para o autoprodutor<sup>23</sup>.
- (iii) O conceito de autoprodução deve ser estendido para empresas do mesmo grupo que apresentam CNPJ distinto<sup>24</sup>.

---

20 GD Solar, Pão de Açúcar, ABRAGET, Cigré, COGEN, ENGIE, EMAE, Sindienergia-CE, ÚNICA, ABRACEEL, FIEC, EBES, CPFL, ABSOLAR, Alsol, EDP, Capitale Energia, CSRenováveis/Ceará, Tenda Atacado, Energisa e Thymos.

21 ABAQUE e Energy Choice.

22 Norsk Hydro.

23 Cigré.

24 ABRAGET e Petrobras.

### ***2.2.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Não considerar o voto advindo de determinação legal ou de direito de veto, pois o resultado final da autoprodução não pode ser afetado por situações específicas definidas por lei que garantem voto e veto para os acionistas que em regime normal não têm direito a voto<sup>25</sup>.

(ii) Garantir que todos os níveis dos grupos econômicos sejam alcançados, pois a estrutura organizacional das empresas não deve afetar o resultado final da autoprodução<sup>26</sup>.

(iii) As possibilidades propostas pelo MME devem ser complementares e não condicionadas, visto que, em alguns casos, somente uma das condições pode ser atendida<sup>27</sup>.

### ***2.2.4. Contribuições contrárias à proposta***

(i) Complexidade na futura avaliação da possibilidade de transacionar energia de autoprodução, inexistência de meios seguros para coleta das informações atualizadas e elevação dos custos unitários de encargo para os demais consumidores<sup>28</sup>.

(ii) Aplicação da regra apenas nos casos em que as instalações pertençam à mesma personalidade jurídica do autoprodutor, com limitação ao período de 5 anos<sup>29</sup>.

### ***2.2.5. Ponderações/Reflexões***

(i) A obrigação da comprovação do arranjo societário deve ficar exclusivamente com o autoprodutor outorgado, com ônus caso as condições para a autoprodução

---

25 ABIAPE e Votorantim.

26 ABIAPE.

27 Votorantim e Petrobras.

28 ANEEL.

29 EDP.

não forem devidamente atendidas<sup>30</sup>.

## **2.3. Autoprodução remota**

### ***2.3.1. Síntese da proposta***

O MME propõe o amparo legal da autoprodução remota (geração e o consumo em localidades distintas), estabelecendo a responsabilidade do autoprodutor por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, as responsabilidades do autoprodutor com geração remota.

### ***2.3.2. Contribuições favoráveis à proposta***

- (i) Importante incluir a definição da autoprodução remota<sup>31</sup>.

### ***2.3.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

- (i) Necessidade de se respeitarem os alívios de exposição já estabelecidos e em funcionamento<sup>32</sup>.

- (ii) Estabelecer mecanismos que protejam os consumidores dos efeitos da expansão da autoprodução remota<sup>33</sup>.

### ***2.3.4. Contribuições contrárias à proposta***

- (i) O autoprodutor remoto deve arcar com os custos de rede com base na energia injetada e consumida<sup>34</sup>.

- (ii) O Encargo de Energia de Reserva deveria ser cobrado do autoprodutor

---

30 ANEEL.

31 Conselho de Consumidores da Enel e CONCCEL.

32 Votorantim e ABIAPE.

33 CONCCEL.

34 Elektro e Equatorial.

remoto porque cobre custos da contratação de energia que é utilizada para corrigir distorções no cálculo da garantia física<sup>35</sup>.

(iii) O autoprodutor remoto não contribui para mitigar a necessidade de geração termelétrica no local quando há indisponibilidade de transmissão, sendo passível a cobrança do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) nesses casos<sup>36</sup>.

### ***2.3.5. Ponderações/Reflexões***

(i) Analisar a pertinência e o impacto tarifário da cobrança do ESS por segurança energética no consumo líquido na autoprodução remota<sup>37</sup>.

(ii) Possibilitar a geração distribuída e a autoprodução remota em um mesmo empreendimento<sup>38</sup>.

## **2.4. Carga mínima de 3 MW**

### ***2.4.1. Síntese da proposta***

O MME propõe que os encargos setoriais somente incidam sobre o consumo líquido das unidades consumidores de autoprodutor com carga mínima de 3.000 kW, sendo sugerido o uso das figuras de micro e minigeração distribuída para consumidores com cargas menores.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) a redução ou exclusão do limite de carga mínima e (ii) a possibilidade de comunhão de cargas para atendimento do limite.

---

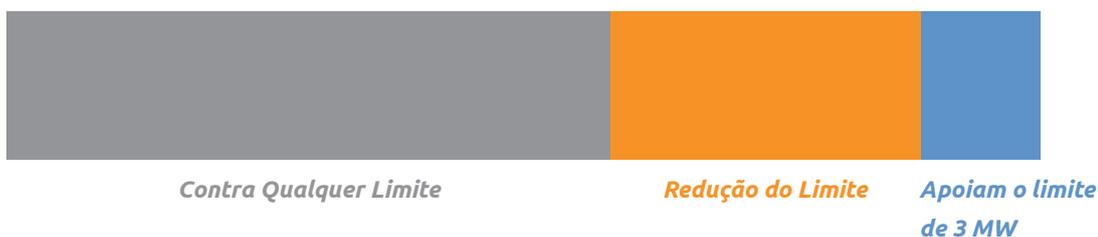
35 PSR.

36 ANEEL.

37 ANEEL.

38 C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão, Estácio e Replace.

### ***Carga Mínima de 3 MW para autoprodutor por número de contribuintes***



#### ***2.4.2. Contribuições favoráveis à proposta***

(i) O limite de carga de 3 MW reduz a distorção do subsídio cruzado ao autoprodutor e aloca o risco da construção e operação naqueles que possuem maior capacidade financeira para gerenciá-lo<sup>39</sup>.

(ii) O limite fomentará a geração distribuída, notadamente de fontes renováveis<sup>40</sup>.

#### ***2.4.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Considerar o somatório de cargas do grupo econômico ou possibilitar a comunhão de cargas para atender ao limite de 3.000 kW, assegurando a integridade dos efeitos da autoprodução<sup>41</sup>.

(ii) Redução do limite para 500 kW ou em linha com a gradual redução dos requisitos mínimos de carga da abertura de mercado como meio de promover a eficiência do setor e da indústria nacional<sup>42</sup>.

(iii) Necessidade de se garantir a modicidade tarifária do mercado cativo com a entrada em operação de novos autoprodutores<sup>43</sup>.

39 PSR.

40 CPFL.

41 ABAL, ABRACE, ABIAPE, Votorantim, Enel e ABRACEEL.

42 Pão de açúcar, ABRAGET, Thymos, Cigré, C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão e Estácio.

43 Conselho de Consumidores da Enel.

(iv) Garantir a possibilidade de autoprodução concomitante no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)<sup>44</sup>.

(v) Autoprodutor inferior a 1 MW deve ser representado por agente de comercialização varejista<sup>45</sup>.

(vi) Incluir o conceito da sazonalidade (i.e. entressafra da biomassa)<sup>46</sup>.

#### **2.4.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Contra qualquer limite por não ser cabível a distinção de autoprodutores, por impactar investimentos já realizados e por se tratar de desincentivo à expansão da geração<sup>47</sup>.

(ii) Limite é incoerente pois cria faixa de autoprodutores isenta de pagamento de encargos<sup>48</sup>.

(iii) A decisão de investir em autoprodução considera o consumo total das unidades consumidoras espalhadas pelo país, sendo que a limitação proposta ignora a integralidade dos efeitos da autoprodução<sup>49</sup>.

#### **2.4.5. Ponderações/Reflexões**

(i) Não está claro se a restrição se aplica apenas a novos autoprodutores<sup>50</sup>.

(ii) O mecanismo de *net metering* se aplica apenas ao mercado regulado, o que não engloba o consumidor especial<sup>51</sup>.

---

44 C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão e Estácio.

45 EDP.

46 Raízen.

47 Replace, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE, COGEN, Petrobras, EMAE, ÚNICA, ENGIE, ECOM, Simple Energy, CCEE, ABEEÓLICA e Raízen.

48 Equatorial.

49 ABIAPE.

50 ABRAGET.

51 ENGIE.

## **2.5. Pagamento dos encargos com base no consumo líquido**

### ***2.5.1. Síntese da proposta***

O MME propõe o pagamento dos encargos pelo autoprodutor com base no consumo líquido, sendo este definido como o máximo entre (i) o consumo total subtraído da energia autoproduzida e (ii) a compra pelo autoprodutor de terceiros até o limite do consumo total.

Além disso, a apuração da energia elétrica autoproduzida deve descontar a vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução. Dessa forma, o pagamento de encargos pelo autoprodutor se daria na parcela do consumo total não atendida fisicamente pela energia de autoprodução.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) a base na qual deve haver incidência de encargos e (ii) a consideração dos contratos de compra na apuração do consumo líquido.

### ***2.5.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) A definição de consumo líquido não contempla adequadamente a motivação da nota técnica de que este deve ser igual ao consumo total somado à compra de energia e subtraída a produção própria<sup>52</sup>.

(ii) Considerar a compra líquida de contratos, dada pela diferença entre o total de compras e o total de vendas para terceiros<sup>53</sup>.

(iii) A legislação societária e tributária obriga a celebração de contato bilateral entre partes relacionadas, o que não deveria ser considerado como contrato de compra no caso da autoprodução<sup>54</sup>.

---

52 Instituto Federal de Santa Catarina.

53 Petrobras.

54 Petrobras.

### **2.5.3. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Apuração com base no consumo bruto ou na demanda contratada, pois a cobrança pelo consumo líquido pode tornar o autoprodutor insustentável para o sistema<sup>55</sup>.

(ii) Consumo líquido deve ser o saldo entre a energia injetada e aquela recebida da rede de distribuição, sendo que a expressão energia elétrica autoproduzida deveria ser alterada para energia elétrica injetada<sup>56</sup>.

(iv) O consumo líquido deve ser apurado como o consumo total subtraído da energia autoproduzida, pois o real uso dos contratos tem o objetivo de fazer proteção (*hedge*) de preços<sup>57</sup>.

(v) A consideração da compra de contratos no cálculo do consumo líquido é prejudicial à gestão ativa do portfólio de energia e vai de encontro à possibilidade de mitigação de riscos, podendo impactar diretamente a expansão do setor ao reduzir a atratividade da autoprodução<sup>58</sup>.

(vi) A proposta de comparação de contratos registrados na CCEE com a energia de autoprodução está em descompasso com a separação de lastro e energia e reduz a eficiência do uso dos contratos como ferramenta de proteção<sup>59</sup>.

(viii) Deve ser possibilitada a livre e incondicional compra e venda de energia, atividade essencial para a autoprodução fazer gestão de risco de preços<sup>60</sup>.

### **2.5.4. Ponderações/Reflexões**

(i) Listar os encargos que devem ser rateados pelo consumo líquido ou

---

55 Elektro, Neoenergia e Equatorial.

56 ABGD.

57 ABIAPE, ABRACEEL, ABRAFE e Votorantim.

58 ABRACE e ABAL.

59 ABIAPE.

60 ABIAPE e Votorantim.

medido<sup>61</sup>.

(ii) Importante esclarecer os benefícios do autoprodutor para eliminar o adverso incentivo de consumidores que optam por serem autoprodutores para evitar pagar encargos<sup>62</sup>.

(iii) O autoprodutor remoto se assemelha a um produtor independente e a um consumidor livre contratado, inexistindo diferença entre o consumidor que decidiu construir uma usina e outro que contratou a energia dessa mesma usina por um longo período<sup>63</sup>.

(iv) Preocupação se a cobrança sobre o consumo líquido terá amplitude para custear a manutenção e a expansão do sistema elétrico<sup>64</sup>.

(v) O autoprodutor remoto se beneficia como usuário da rede interligada de serviços custeados pela Energia de Reserva e ESS, sendo que a sua isenção prejudica a modicidade tarifária dos demais consumidores<sup>65</sup>.

(vi) Não incidência de encargos não deve ser abordada pela ótica do benefício e, sim, como uma contrapartida pela decisão de investir, sendo legítima a não incidência de CDE e PROINFA – pois o autoprodutor desenvolve a sua própria fonte de suprimento – e do Encargo de Energia de Reserva e ESS, pois o autoprodutor está sujeito ao risco hidrológico e ao risco de produção em seu perfil de geração<sup>66</sup>.

(vii) Empreendimentos destinados à autoprodução conectados ao SIN, em especial as hidrelétricas, fornecem ao sistema um conjunto de flexibilidades operativas que não são utilizadas pelo perfil consumo do autoprodutor<sup>67</sup>.

---

61 ANEEL.

62 Goldman Sachs.

63 Neoenergia.

64 Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul.

65 Neoenergia.

66 Votorantim.

67 Votorantim.

(viii) A autoprodução consiste na solução proativa e descentralizada de uma parcela das situações que resultam nos encargos<sup>68</sup>.

(ix) Os riscos assumidos na atividade de autoprodução justificam a isenção de encargos sobre a parcela de autoconsumo, sendo necessário o esclarecimento sobre o fato de o consumo líquido ser em base anual e os encargos pagos em base mensal<sup>69</sup>.

(x) Estudar medidas que restrinjam ou justifiquem benefícios concedidos, especialmente em relação à proposta de equilibrar a cobertura dos custos do setor<sup>70</sup>.

## **2.6. Garantia física no cálculo da energia autoproduzida**

### ***2.6.1. Síntese da proposta***

O MME propõe que o cálculo da energia autoproduzida considerada na apuração do consumo líquido seja feito como o máximo entre (i) a garantia física ou energia assegurada e (ii) a geração verificada anual. A consideração da garantia física visa a *“assegurar a previsibilidade da decisão de autoprodução”*<sup>71</sup>.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, o uso da garantia física na apuração da energia autoproduzida.

### ***2.6.2. Contribuições favoráveis à proposta***

(i) Adequada a proposta de maior estabilização por meio da utilização da garantia física<sup>72</sup>.

(ii) O valor da garantia física é aderente ao horizonte dos fenômenos e serviços que resultam nos encargos, garantindo estabilidade e previsibilidade para o

---

68 ABIAPE.

69 ENGIE.

70 CCEE.

71 Ministério de Minas e Energia – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

72 PSR.

consumidor com autoprodução<sup>73</sup>.

(iii) Deve ser utilizada a geração anual, e não mensal<sup>74</sup>.

### ***2.6.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Considerar a geração mensal verificada, pois a substituição da geração pela garantia física nos casos de usinas com energia assegurada publicada não incentiva esforço para maximizar a geração<sup>75</sup>.

(ii) Retirar a expressão “no máximo”, de modo a valorizar a precisão do valor especificado<sup>76</sup>.

(iii) Dividir a autoprodução anual uniformemente na proporção do número de horas para fins de faturamento<sup>77</sup>.

### ***2.6.4. Contribuições contrárias à proposta***

(i) Considerar a geração produzida, pois, no limite, o autoprodutor pode se valer de simples outorga com garantia física para abater o consumo no pagamento de encargos sem produção de energia elétrica<sup>78</sup>.

(ii) O cálculo do consumo líquido deve ser apurado com base na geração produzida ou alocada, em linha com o aplicado a outros geradores e com base na proposta de separação do lastro e energia<sup>79</sup>.

---

73 ABIAPE.

74 ABEEÓLICA.

75 Petrobras.

76 ABIAPE e Votorantim.

77 ENGIE.

78 ANEEL.

79 CCEE.

### **2.6.5. Ponderações/Reflexões**

(i) Necessidade da autoprodução considerar a média móvel em razão da possibilidade de variação da geração<sup>80</sup>.

(ii) Verificar a necessidade de manter a referência aos termos “garantia física” e “energia assegurada”<sup>81</sup>.

## **2.7. Regime de produção independente para autoprodução de fonte hídrica**

### **2.7.1. Síntese da proposta**

O MME propõe que o aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia, *“de modo que a caracterização da energia autoproduzida se dê pela destinação dessa energia e não pelo tipo da outorga”*.

A medida visa a simplificar os processos de outorga e permitir a livre comercialização de energia ao produtor, *“ciente de que, ao realizar essa comercialização, a garantia física assim transacionada não pode ser utilizada no abatimento de encargos setoriais”*<sup>82</sup>.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, a extensão do regime de produção independente para a autoprodução de todas as fontes.

### **2.7.2. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Adequada a caracterização do produtor como produtor independente

---

80 ABRAGET.

81 APINE.

82 Ministério de Minas e Energia – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

de energia, como maneira de simplificar a classificação dos agentes<sup>83</sup>.

### ***2.7.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Estender a caracterização para todas as fontes, e não apenas aproveitamentos de fonte hidrelétrica<sup>84</sup>.

(ii) Instalação na condição de gerador deve ser classificado como produtor independente, facultada a venda de excedentes no mercado livre<sup>85</sup>.

### ***2.7.4. Contribuições contrárias à proposta***

(i) Impõe outorga como elemento de autoprodução<sup>86</sup>.

(ii) Incompatibilidade entre os regimes de produção independente e autoprodução<sup>87</sup>.

### ***2.7.5. Ponderações/Reflexões***

(i) Cautela ao revogar a legislação que equipara o produtor independente com carga ao autoprodutor, devendo o novo conceito refletir esse entendimento<sup>88</sup>.

(ii) Autoprodutor não deve ter vantagem competitiva sobre os produtores independentes na parcela excedente ao consumo próprio que seria vendida ao mercado<sup>89</sup>.

---

83 Equatorial.

84 ABIAPE, ANEEL, Votorantim e CCEE.

85 EDP.

86 ABGD.

87 ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

88 ABEEÓLICA.

89 Instituto Acende Brasil.

### 3. REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

O segundo tema abordado pelo MME trata da redução dos limites de acesso ao mercado livre, “que responde à crescente evolução tecnológica com impactos sobre a participação do consumidor na cadeia de decisões do setor”<sup>90</sup>. Para facilitar a compreensão, esse tema também será apresentado em subitens.

## *Mais da metade dos contribuintes da CP 33 abordam o tema “Redução dos limites para acesso ao Mercado Livre”*

#### 3.1. Abertura gradual do mercado até 2028

##### 3.1.1. Síntese da proposta

O MME sugere a abertura do mercado livre até 2028 para consumidores do grupo A (alta e média tensão) até 75 kW, com exclusão dos requisitos de tensão no momento de publicação da lei e redução gradual dos requisitos mínimos de carga em 2020 (2 MW), 2021 (1 MW), 2022 (500 kW), 2024 (400 kW) e 2028 (75 kW). Além disso, o MME sugere manter a possibilidade de redução dos limites de acesso ao mercado livre para além da trajetória prevista em lei, garantindo, assim, maior flexibilidade na definição de novos limites.

Publicação da lei	2020	2021	2022	2024	2028
Exclusão do requisito de tensão	2 MW	1 MW	500 kW	400 kW	75 kW

<sup>90</sup> Ministério de Minas e Energia – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) o cronograma de abertura do mercado livre e (ii) a abrangência da proposta, em especial se deveria ou não prever a inclusão do consumidor de baixa tensão.

### ***De todos os agentes que se manifestam sobre o cronograma de abertura do mercado livre...***

***47% pedem para acelerar a abertura***



***43% apoiam o cronograma proposto***



***10% defendem abertura mais lenta***



#### ***3.1.2. Contribuições favoráveis à proposta***

(i) Apoio à abertura gradual, sendo que, em alguns casos, concatenada com questões como o equacionamento da sobrecontratação involuntária, a adequação de suprimento, a separação lastro e energia, a neutralidade das distribuidoras, a melhoria do sinal de preço, a alocação correta dos custos da migração entre consumidores, a implementação da possibilidade de faturamento único, a descontração dos excedentes, a descotização da energia e/ou o aperfeiçoamento das regras de inadimplência<sup>91</sup>.

(ii) Não contemplar nesse momento os consumidores de baixa tensão no cronograma de abertura, devendo o poder concedente fomentar a discussão para sua

---

91 ANEEL, ONS, Conselho de Consumidores da Enel, Eletropaulo, Sinergia, Neoenergia, ÚNICA, Enel, Goldman Sachs, C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão, Estácio, Shell, Replace, ABRAGE, IDEC, COPEL, FIRJAN, FECOERGS, PSR, CCEE, EBES, Instituto Acende Brasil, AES Tietê, Equatorial, ABESCO, Also!, 3G Radar, ABEEÓLICA, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE e ABRADÉE.

inclusão no futuro<sup>92</sup>.

### **3.1.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Abertura mais acelerada, sendo que, em alguns casos, condicionada a questões como o fim dos contratos legados, o fim da distinção entre consumidores livres e especiais, a adequação do suprimento, o equacionamento da sobrecontratação involuntária, o sucesso de mecanismos de coordenação da expansão, o sucesso do processo de descotização, a garantia de completa neutralidade para as distribuidoras, a separação de fio e energia, a separação entre atacado e varejo, a implementação de sistema de faturamento único e/ou o estabelecimento de agente garantidor<sup>93</sup>.

(ii) Abertura mais lenta ou mais gradual, com maior período de transição, tendo em vista a necessidade de regulamentação de questões como a separação do lastro e energia, a valorização dos atributos das fontes, a neutralidade das distribuidoras na comercialização, a existência de mecanismos de assegurem a segurança do suprimento e/ou o fim dos subsídios implícitos existentes no setor<sup>94</sup>.

(iii) Ampliar o escopo da abertura para todos do grupo A e/ou reduzir os requisitos mínimos em linha com os limites estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010 (i.e. valor mínimo de 30 kW para contratação de montante de

---

92 Neoenergia e CPFL.

93 Pão de Açúcar, ABAQUE, Luciano Freire, Luciano Moraes, Tenda Atacado, Conselho de Consumidores da CEMIG, HE Energia, Conselho de Consumidores da COSERN, Cigré, Comerc, Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul, CEMIG, Kroma, Solver Energia, ABRACEEL, FIEC, Safira, Ícone, José Marangon, EGPE, Simple Energy, Mauro Manoel, Norsk Hydro, APINE, Lavínia Hollanda, Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa/MS – CONCEN, Thymos, Raízen, Energy Choice, FIEMG, ENGIE, MRTS, CPFL e Energisa.

94 ABRAGEL, COGEN, Brookfield, Casa dos Ventos, ABEEÓLICA, APINE, Alupar e ABRAPCH.

uso do sistema de distribuição para consumidores do Grupo A)<sup>95</sup>.

(iv) Empregar mecanismos de alívio de sobrecontratação e abrir o mercado de forma mais gradual<sup>96</sup>.

(v) Detalhar a motivação das datas e dos requisitos propostos e/ou apresentar análise qualitativa e quantitativa sobre as consequências da abertura do mercado<sup>97</sup>.

(vi) Realizar a abertura em termos de demanda contratada em vez de carga, de forma a tornar mais clara e objetiva a redação legal<sup>98</sup>.

(vii) Estabelecer a abertura por grupo e subgrupo tarifário<sup>99</sup>.

(viii) Fixar dia e mês no cronograma de abertura como forma de oferecer maior clareza à redação<sup>100</sup>.

(ix) Estabelecer mecanismos de proteção para as distribuidoras, tais como a criação de uma entidade responsável pela comercialização, a possibilidade de negociação bilateral de contratos entre distribuidoras, a permissão para venda de excedentes no mercado livre e a transferência dos montantes de sobrecontratação para uma entidade centralizadora<sup>101</sup>.

(x) Necessidade de simplificação do sistema de medição e faturamento (SMF) e do processo de leitura dos consumidores livres em função do potencial de expansão do mercado<sup>102</sup>.

(xi) A migração de consumidor para o mercado livre deve ser irrevogável e

---

95 CCEE, CPFL, Conselho de Consumidores da COSERN, CONCEN e Energy Choice.

96 ABRACE.

97 ONS, Instituto Acende Brasil e IDEC.

98 CEMIG.

99 ABRACEEL.

100 CCEE e ANEEL.

101 Eletron, FECOERGS, Elektro, ABRACEEL, Energisa, Instituto Acende Brasil, Eletropaulo, Equatorial, Enel e CPFL.

102 Equatorial.

irretratável, sem possibilidade de retorno ao mercado cativo, evitando, assim, a arbitragem e movimentos oportunistas<sup>103</sup>.

(xii) O retorno de consumidor livre ao mercado cativo deve ser feito de forma onerosa, mitigando o exercício de comportamentos oportunistas que prejudicam a racionalidade econômica e eficiência do setor<sup>104</sup>.

(xiii) Novos consumidores que se enquadrem nos critérios de elegibilidade deverão ser atendidos exclusivamente no mercado livre<sup>105</sup>.

(xiv) Abertura para todos os consumidores condicionada com as seguintes ações precedentes: (i) conscientização dos consumidores sobre o mercado livre, (ii) centralização dos contratos de energia das distribuidoras, (iii) completa neutralidade da atividade de gestão do fio em relação ao volume de energia consumido pelos clientes da área de concessão, (iv) definição da responsabilidade para o comercializador de Energia Regulado pelo fornecimento de energia para consumidores que não sejam atendidos por comercializadores de mercado, podendo eventualmente ser parte da concessão da distribuidora, porém com separação contábil, e (v) consolidação de mecanismos que assegurem a sustentabilidade e financiabilidade da expansão da oferta<sup>106</sup>.

(xv) Assegurar que o processo de abertura do mercado observe o máximo acoplamento possível entre o preço e as decisões de operação, assim como a adequada valoração dos atributos propiciados pelas fontes ao sistema elétrico<sup>107</sup>.

(xvi) Estabelecer mecanismos de proteção para os consumidores em função de eventual migração de agentes para o mercado livre, assegurando a modicidade

---

103 COPEL, CEEE, Instituto Acende Brasil, Eletropaulo, Neoenergia, CPFL, ABEEÓLICA e ABRADDEE.

104 Enel.

105 ABRADDEE.

106 EDP.

107 COGEN.

tarifária<sup>108</sup>.

(xvii) Atribuir à ANEEL a responsabilidade por campanhas de esclarecimento sobre o mercado livre aos consumidores de baixa tensão<sup>109</sup>.

(xviii) A possibilidade de migração do consumidor de baixa tensão depende da distribuidora estar atuando somente no mercado de fio<sup>110</sup>.

(xix) Os prazos para retorno de consumidor livre ao mercado cativo devem ser reduzidos, tendo em vista a proposta de prazos mais reduzidos para a contratação de energia no mercado regulado<sup>111</sup>.

### ***3.1.4. Contribuições contrárias à proposta***

(i) O mercado livre é um mito, uma porta para especulação e desestabilização do sistema<sup>112</sup>.

(ii) Prever a inclusão dos consumidores de baixa tensão na abertura de mercado, permitindo liberdade de escolha para todos os agentes<sup>113</sup>.

---

108 Conselho de Consumidores da Enel, Norsk Hydro e FECOERGS.

109 CONCEN.

110 Equatorial.

111 Conselho de Consumidores da COSERN, EGPE e CONCEN.

112 Solar Tech Inenergy.

113 FIEMG, Pão de Açúcar, Conselho de Consumidores da Enel, CONCEL/MT, Luciano Freire, Tenda Atacado, Landis+Gyr, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e CPFL Piratininga, Conselho de Consumidores da CEMIG, Conselho de Consumidores da COSERN, Secretaria de Minas e Energia do RS, Comerc, ABRAECEEL, José Marangon, Lavínia Hollanda, CONCEN, EDP, Energy Choice e CONCCEL.

**Contribuintes que abordam a inclusão do baixa tensão no cronograma de abertura do mercado**



### **3.1.5. Ponderações/Reflexões**

(i) A proposta não amplia o mercado livre até 2024, apenas elimina de maneira gradual a reserva de mercado das fontes incentivadas<sup>114</sup>.

(ii) A redefinição dos limites aplicados a consumidores livres e especiais deve ter em conta a segurança para o investidor que contou com o arranjo setorial atual para viabilizar suas posições<sup>115</sup>.

(iii) A redução dos limites pode ser feita sem a necessidade de mudança legal<sup>116</sup>.

(iv) A definição em lei do cronograma de abertura reduz a discricionariedade do MME caso este julgue necessário retardar o processo<sup>117</sup>.

(v) Diminuição do mercado regulado prejudica a expansão da oferta, que depende de contratos de longo prazo com garantias de adimplência<sup>118</sup>

(vi) A possível disponibilização ao mercado livre de um grande bloco de energia de Itaipu após 2023 pode tornar o processo de flexibilização dos limites menos

114 Thymos.

115 APINE, Instituto Acende Brasil, Enel, ABRAGEL e ABEEÓLICA.

116 Equatorial e Cigré.

117 ANEEL.

118 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul.

impactante aos agentes<sup>119</sup>.

(vii) A experiência internacional mostra que a ampliação do mercado livre não é necessariamente sinônimo de modicidade tarifária<sup>120</sup>.

(viii) Estender ao mercado livre a obrigatoriedade de aplicação de recursos em eficiência energética em função da prevista redução na receita operacional líquida (ROL) resultante da saída de consumidores do mercado cativo<sup>121</sup>.

## 3.2. Separação do atacado e varejo

### 3.2.1. Síntese da proposta

O MME sugere que, a partir de 1º de janeiro de 2018, os consumidores com carga inferior a 1 MW que optem por migrar para o mercado livre devam ser representados por agente de comercialização. Com isso, fica definida clara fronteira entre os mercados atacadista e varejista, com obrigatoriedade de representação por agente de comercialização no mercado varejista.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) a pertinência e o limite de separação entre atacado e varejo, (ii) a data da separação dos mercados e (iii) a obrigatoriedade de representação por agente de comercialização.

#### ***Contribuintes que se manifestam sobre o limite de separação dos mercados atacadista e varejista***



119 ABRAGEL.

120 ABRADÉE.

121 Vitalux e ABESCO.

### ***3.2.2. Contribuições favoráveis à proposta***

(i) Apoio à separação do atacado e varejo em 1 MW a partir de 2018, pois os requisitos e obrigações de cada ambiente são distintos, e por ser tratar de medida essencial para um mercado eficiente que contribui para mitigação do risco sistêmico<sup>122</sup>.

### ***3.2.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Reduzir o limite que separa os mercados atacadista e varejista, tendo em vista, por exemplo, a necessidade primária de fortalecimento do comercializador varejista e a preservação do atual direito de migração de consumidores especiais<sup>123</sup>.

(ii) Aumentar o limite que separa os mercados atacadista e varejista, pois aqueles que acessam diretamente a CCEE devem ser de grande porte e devem possuir estrutura própria e especializada de gestão comercial de seus contratos, com grande capacidade de suportar as garantias<sup>124</sup>.

(iii) Reavaliar o limite sugerido para separação dos mercados, sendo necessário assegurar a atuação sustentável da CCEE sem restringir demasiadamente a migração<sup>125</sup>.

(iv) Separar os mercados atacadista e varejista em 2019 ou em pelo menos seis meses após a publicação da lei, permitindo maior previsibilidade aos agentes<sup>126</sup>.

(v) Separar os mercados atacadista e varejista após 2022, em respeito aos compromissos de migração já assumidos e oferecendo maior prazo de transição

---

122 FIRJAN, ENGIE, Ícone, Instituto Acende Brasil, Simple Energy, Minas PCH, CCEE, Brookfield e EDP.

123 Conselho de Consumidores da CEMIG, Conselho de Consumidores da COSERN, Comerc, COGEN, ABRACEEL, ÚNICA, Alupar, EGPE, CONCEN e Solver Energia.

124 Luciano Freire, ANEEL e Equatorial.

125 Arion, Thymos e Cigré.

126 Comerc, ABRACEEL, Thymos, ECOM, Neoenergia, EGPE, Mauro Manoel, Solver Energia, Usina Rio Vermelho e Enel.

aos agentes<sup>127</sup>.

(vi) Esclarecer que a representação pode ser feita através de qualquer agente de comercialização, e não necessariamente o comercializador varejista<sup>128</sup>.

(vii) Permitir que o consumidor varejista seja representado por qualquer agente qualificado para fazer parte da CCEE, a exemplo do consumidor atacadista e da figura de consultoria/assessoria especializada, mitigando, assim, a reserva de mercado<sup>129</sup>.

(viii) Facultar que agentes com carga até 3 MW também possam ser representados pela modalidade varejista, sendo obrigatória a representação apenas para aqueles com carga até 1 MW<sup>130</sup>.

(ix) Estabelecer prazo de seis anos para que o atual consumidor da CCEE com carga inferior a 1 MW tenha que se adequar à representação varejista, de forma a oferecer maior período de transição aos agentes<sup>131</sup>.

(x) Gradualmente impedir a adesão e permanência de unidades consumidoras diretamente na CCEE, prevendo mecanismo para que os agentes se adaptem à representação varejista<sup>132</sup>.

(xi) Esclarecer que consumidores com carga inferior a 1 MW somente poderão comprar energia de fontes convencionais até que os limites de acesso ao mercado livre sejam inferiores a 1 MW<sup>133</sup>.

(xii) Necessidade de mecanismos robustos para representação na CCEE, tais como a previsão legal de que o não pagamento da fatura ensejará o corte físico do

---

127 ABEEÓLICA, Petrobras e ABRAGEL.

128 CCEE, Brookfield, Conselho de Consumidores da COSERN e CONCEN.

129 ABAL, GVEnergy, ABRACE, Thymos, Comerc, SABESP, Replace e Usina Rio Vermelho.

130 EDP.

131 CCEE.

132 ANEEL e Equatorial.

133 ABRAGEL.

agente, a possibilidade do gerador ou comercializador contratar diretamente com distribuidora o MUSD de consumidor livre e a possibilidade de cobrança unificada de energia e fio<sup>134</sup>.

(xiii) Necessidade de previsão de criação do fornecedor de última instância como forma de mitigação de risco do mercado e como proteção aos consumidores que aderiram ao mercado livre<sup>135</sup>.

(xiv) Aperfeiçoar o sistema de garantias financeiras com o objetivo de evitar riscos de mercado com a ampliação do número de agentes no mercado livre<sup>136</sup>.

(xv) Necessidade de criação da figura do agregador de dados de medição, responsável por garantir a racionalidade na representação da medição e modelagem física e da apuração contábil<sup>137</sup>.

(xvi) Considerar que denúncias feitas à distribuidora antes da publicação da lei serão consideradas como critério para migração, em respeito ao planejamento e aos compromissos assumidos<sup>138</sup>.

#### **3.2.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Contra a separação entre os mercados atacadista e varejista e/ou a obrigatoriedade de representação por agente de comercialização, de maneira a preservar a liberdade de escolha dos agentes, a concorrência e a abertura do mercado<sup>139</sup>.

---

134 ABRAGE, ENGIE, ABRACEEL, Instituto Acende Brasil, Copel, AES Tietê, Equatorial, ABRAGEL, Neoenergia, APINE, FGV, CPFL e Comerc.

135 CCEE, Equatorial, Cigré, Thymos e EDP Renováveis.

136 ABRAGET, HE Energia e Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul.

137 CCEE.

138 Comerc, ECOM, ABRACEEL, Energisa Comercializadora, EGPE e Simple Energy.

139 Tenda Atacado, C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão, Estácio, Eletrobras, HE Energia, Cigré, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE, SOMA, Arion, Simple Energy, ABRAPCH e Replace.

### ***3.2.5. Ponderações/Reflexões***

(i) Atenção a práticas anticoncorrenciais em função da reserva de mercado dos agentes de comercialização<sup>140</sup>.

(ii) Necessidade de definição adequada da figura do comercializador varejista diante da sua maior representatividade<sup>141</sup>.

(iii) A cobrança de um valor pela participação direta na CCEE pode ser alternativa à obrigatoriedade de contratação varejista<sup>142</sup>.

(iv) O aumento do número de consumidores reduz o risco de liquidação do mercado, diluindo os valores a serem liquidados<sup>143</sup>.

(v) Equalizar a relação custo-benefício na utilização dos recursos operacionais da CCEE, alterando a regra de rateio para transferir custo de consumidores de grande porte para consumidores de pequeno porte<sup>144</sup>.

(vi) Descontos e subsídios devem ser concedidos mediante comprovação de elegibilidade do consumidor ao comercializador<sup>145</sup>.

(vii) Riscos de crédito associados ao mercado de varejo são de responsabilidade dos agentes de mercado<sup>146</sup>.

## **3.3. Fim do segmento especial e da comunhão de cargas**

### ***3.3.1. Síntese da proposta***

A abertura do mercado proposta pelo MME acarreta a eliminação gradual do segmento especial na medida em que os requisitos mínimos para ingresso no

---

140 FIRJAN.

141 ABRAGET.

142 PSR.

143 Petrobras.

144 EGPE.

145 EDP.

146 Tenda Atacado.

mercado convencional forem se reduzindo. A partir de 2022, com a redução do limite para 500 kW, ficaria extinta a figura do consumidor especial.

O MME também propõe limitar a comunhão de fato e de direito às migrações de consumidor especial, estabelecendo que apenas as unidades consumidoras com carga individual igual ou superior a 500 kW possam ingressar no segmento especial a partir de 1º de janeiro de 2018.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) a eliminação ou não do segmento especial e (ii) a manutenção da possibilidade de comunhão de cargas.

### ***Mais da metade dos contribuintes do tema “Redução dos limites para acesso ao Mercado Livre” ressaltam a importância de se manter a possibilidade de comunhão de cargas***

#### ***3.3.2. Contribuições favoráveis à proposta***

(i) O menor limite de elegibilidade ao mercado livre e a abertura do mercado para o grupo A acabam com a necessidade do atual mecanismo de comunhão de cargas<sup>147</sup>.

#### ***3.3.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta***

(i) Liberação imediata do mercado livre convencional para consumidores especiais<sup>148</sup>.

(ii) Redução mais lenta ou mais gradual do mercado especial<sup>149</sup>.

---

147 PSR e CEMIG.

148 Cigré, ABRACEEL, Energisa Comercializadora, Kroma, Thymos, Mauro Manoel e SOMA.

149 Casa dos Ventos, ABEEÓLICA, Brookfield, ABRAPCH e Enel.

(iii) Concatenar a expansão do mercado livre e do mercado de energia incentivada, reduzindo gradualmente o limite mínimo do consumidor especial<sup>150</sup>.

(iv) Permitir o registro de energia convencional para o consumidor especial mediante o pagamento de pedágio regulatório a ser definido pelo Poder Concedente<sup>151</sup>.

(v) Caracterização como fonte incentivada, sem direito a desconto, da energia de fonte hidrelétrica, solar, eólica e biomassa entre 30 e 300 MW de potência injetada<sup>152</sup>.

(vi) Ajustar a redação para permitir que o gerador de fontes alternativas possa vender energia para consumidores com carga entre 75 kW e 500 kW quando o limite de abertura do mercado convencional atingir 500 kW<sup>153</sup>.

(vii) Permitir que todos os aproveitamentos de geração com potência injetada menor ou igual a 50 MW possam comercializar com especial<sup>154</sup>.

(viii) Excluir apenas a comunhão de interesses de fato, permitindo a comunhão de direito<sup>155</sup>.

#### **3.3.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Vincular a abertura do mercado especial à implantação da bolsa e a operação bem sucedida desta por pelo menos 1 ano<sup>156</sup>.

(ii) Estabelecer a obrigatoriedade de contratação de fontes renováveis para

---

150 APINE, HE Energia, COGEN, ÚNICA, Alupar, Raízen, Bernardo Siqueira e SOMA.

151 Kroma.

152 Comerc.

153 Brookfield, APINE, ABEEÓLICA, ABRAGEL, Neiva, Barros & Figueiró Sociedade de Advogados e EDP Renováveis.

154 ABRAPCH.

155 CONCEN.

156 ABRAPCH.

cargas inferiores a 500 kW<sup>157</sup>.

(iii) Manter a figura do consumidor especial<sup>158</sup>.

(iv) Estabelecer uma porcentagem mínima de contratação de fontes renováveis para consumidores livres<sup>159</sup>.

(v) Permitir a migração para o mercado livre apenas para aqueles que comprem parcela de sua energia de fontes alternativas<sup>160</sup>.

(vi) Manter a possibilidade de comunhão de cargas para acesso ao mercado livre tendo em vista, por exemplo, o baixo impacto tarifário ocasionado pelo mecanismo, a importância do mercado livre para a competitividade do país e o fato de o varejista inibir a proliferação de agentes na CCEE<sup>161</sup>.

(vii) Estender a possibilidade de comunhão para empresas do grupo econômico e para enquadramento de consumidor livre, autoprodutor ou condomínios industriais<sup>162</sup>.

(viii) Rediscussão ou supressão do trecho *“podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem”*, tendo em vista que o desconto é dado sobre a garantia física das usinas e repassado na proporção do lastro

---

157 FIEC.

158 Alsol e Brasil PCH.

159 ABSOLAR.

160 CSRenováveis/Ceará.

161 ABRACEEL, Pão de Açúcar, C&A, Burger King, Supermercado Pague Menos, Carrefour, BRK Ambiental, Atacadão, Estácio, Luciano Freire, GVEnergy, Tenda Atacado, Replace, ABRAGE, HE Energia, Conselho de Consumidores da COSERN, Cigré, ABRACE, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE, COGEN, Solver Energia, Petrobras, Comerc, ENGIE, Arion, ECOM, ÚNICA, Alupar, Ícone, AES Tietê, Eletrobras, Energisa Comercializadora, ABRAGEL, EGPE, Simple Energy, Minas PCH, CCEE, ABRAPCH, Enel, APINE, CPFL, ABSOLAR, SOMA, Brookfield, CONCEN, EDP, ABEEÓLICA, Thymos, Raízen e EDP Renováveis.

162 ABRACE, ABAL, Comerc, GVEnergy, HE Energia, COGEN, ABRACEEL e ÚNICA.

adquirido, não havendo alteração na matriz de descontos<sup>163</sup>.

### ***3.3.5. Ponderações/Reflexões***

(i) Ganhos proporcionados pelas fontes alternativas (i.e. diminuição das perdas técnicas) poderiam estar refletidos na TUSDg<sup>164</sup>.

(ii) Os mecanismos de desconstratação tem colocado grande oferta de energia incentivada no sistema, reduzindo substancialmente a pressão sobre oferta e demanda dentro do mercado especial, levando inclusive a sobras de energia incentivada nesse mercado<sup>165</sup>.

(iii) Necessidade de esclarecimento sobre as incorporações de novas unidades consumidores à comunhões existentes<sup>166</sup>.

(iv) O fim da comunhão de cargas deve ser precedido pela criação de agente garantidor, aprimorando a segurança do mercado<sup>167</sup>.

---

163 ABRACEEL, ANEEL, ENGIE e ABRAGE.

164 José Marangon.

165 Casa dos Ventos.

166 ABRAGET.

167 EDP.

## ▶ GRUPO 2. Medidas de destravamento

### 1. ESCOPO

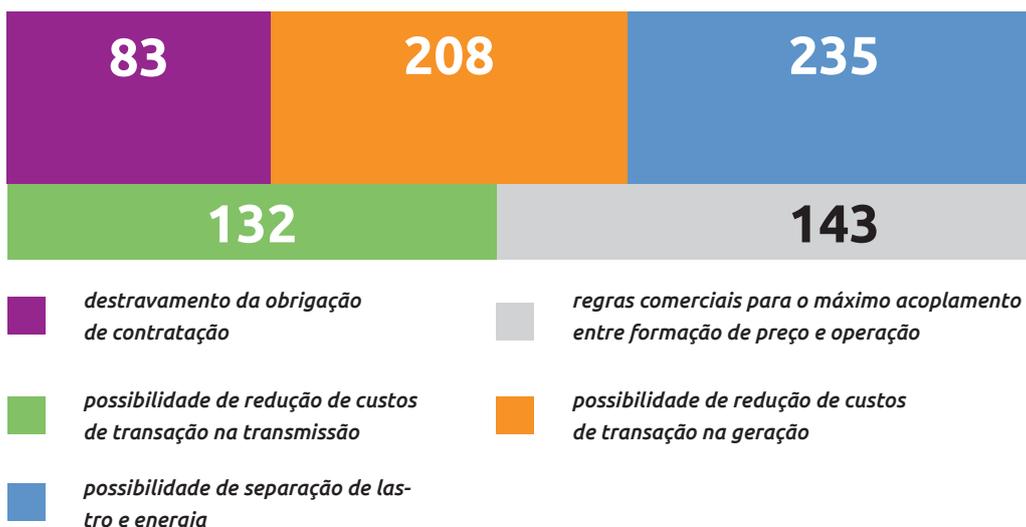
Conforme apresentado na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, foram condensadas no “Grupo 2 – Medidas de Destravamento” as propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico concernentes ao *“aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas”*.

A concepção dessas propostas tem a flexibilidade infralegal como *“atributo essencial, não obstante alguns elementos possuírem rigidez para garantir a coesão”* de demais medidas voltadas ao aprimoramento do marco legal do setor.

Os pontos abordados no Grupo 2 estão dispostos em cinco subtópicos:

(i) *“destravamento da obrigação de contratação”*; (ii) *“possibilidade de redução de custos de transação na transmissão”*; (iii) *“regras comerciais para o máximo acoplamento entre formação de preço e operação”*; (iv) *“possibilidade de redução de custos de transação na geração”* e (v) *“possibilidade de separação de lastro e energia”*.

#### **Distribuição das contribuições do Grupo 2 por tema (total de 801 contribuições)**



## 2. DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

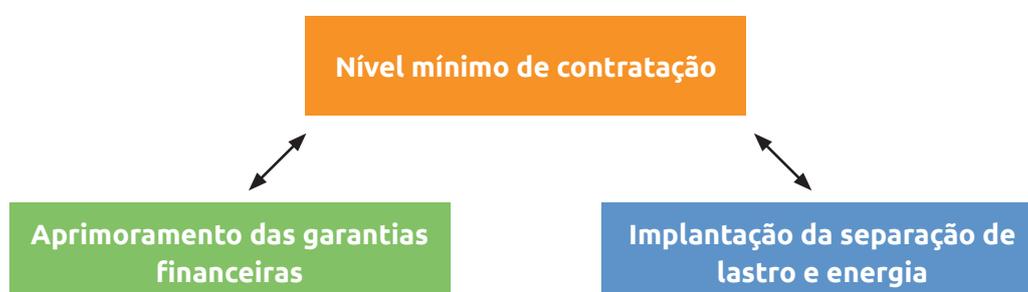
### 2.1. Síntese da proposta

Na seção *“destravamento da obrigação de contratação”*, é apresentada a proposta de inclusão de dispositivo legal para permitir a redução da obrigação de contratação de consumidores dos mercados livre e cativo. Essa medida (i) *“[promove-ria a] flexibilização para a comercialização de energia”*, (ii) *“se alinharia ao interesse de se buscar maior credibilidade na formação de preço de curto prazo”*, e (iii) *“ampliaria as estratégias de gestão de risco disponíveis”*.

Em resumo, essa proposta consiste em conceder poderes ao Ministério de Minas e Energia – MME para reduzir o limite obrigatório de cobertura contratual dos agentes de consumo (distribuidoras e consumidores do mercado livre).

A flexibilização do nível de contratação, segundo a Nota Técnica, está alinhada com a proposta de *“contratação centralizada de lastro para atendimento à expansão do sistema”*.

Conforme se evidenciará a seguir, as contribuições acerca da flexibilização do nível de contratação dizem respeito, essencialmente, (i) à discussão sobre a instituição responsável pela fixação do limite mínimo de cobertura contratual, (ii) à pertinência de manter a cobertura contratual integral para o ACR, e (iii) à necessidade de vincular a redução do nível de contratação ao aprimoramento das garantias financeiras e à implantação do modelo de separação de lastro e energia.



## 2.2. Contribuições favoráveis à proposta

Apoio integral ao conceito associado à proposta com base nos seguintes argumentos:

(i) A proposta é positiva na medida em que poderá trazer mais equilíbrio e flexibilidade na gestão de contratos para os consumidores<sup>1</sup>.

(ii) A exclusão donexo direto entre contratação de energia e acréscimo de confiabilidade do sistema viabiliza a flexibilização do nível de contratação das distribuidoras<sup>2</sup>.

(iii) A flexibilização do nível de contratação está alinhada à maior eficiência e a uma menor distorção do mercado<sup>3</sup>.

(iv) A proposta de destravar a obrigatoriedade de contratação para os consumidores livres está alinhada com o conceito de escolha do fornecedor<sup>4</sup>.

## 2.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

(i) Estabelecer um limite para eventual intervenção do MME no nível de contratação dos consumidores<sup>5</sup>.

(ii) Atribuir à ANEEL a competência para fixação do limite mínimo de cobertura contratual, observadas as diretrizes/premissas estabelecidas em lei<sup>6</sup>.

(iii) Deve-se manter a obrigação de cobertura contratual integral para o ACR (flexibilização aplicável somente aos consumidores do mercado livre)<sup>7</sup>.

---

1 Sistema Firjan, ONS, Vitalux, Ícone Energia, Enel e Goldman Sachs.

2 AES Eletropaulo.

3 Norsk Hydro.

4 ANEEL.

5 Elétron Energy, Conselho de Consumidores da ENEL RJ, CONCCCEL-PC, CONCEL-MT, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga.

6 Grupo EDP.

7 ABRAGE, Grupo CEEE, ABRAGEL, ANEEL, Enel, APINE, ABRAFE, Neoenergia, Brookfield e ABEEólica.

(iv) A redução do nível de contratação no ACL deve ser acompanhada de *“uma nova forma de aporte de garantias financeiras para fechamento de posições”*<sup>8</sup>.

(v) A flexibilização do nível de cobertura contratual deve ser acompanhada da implantação de estrutura de garantia financeira mais robusta e da criação de um fundo garantidor das operações no mercado de curto prazo<sup>9</sup>.

(vi) Deve-se exigir contratos de longo prazo para parte da carga, de maneira a reduzir o risco financeiro dos novos projetos de geração comprometidos com a contratação de lastro<sup>10</sup>.

(vii) A flexibilização do nível de contratação das distribuidoras deve ser acompanhada da eliminação da restrição de compra nos leilões de ajustes<sup>11</sup>.

(viii) Flexibilizar o nível de contratação das distribuidoras somente após o aprimoramento dos mecanismos de desligamento de agentes inadimplentes<sup>12</sup>.

(ix) Introdução gradual da medida de redução do nível de contratação<sup>13</sup>.

(x) Realização de análise de impacto regulatório para determinação do *“real montante do relaxamento dos requisitos de compra”*<sup>14</sup>.

(xi) Incluir, no escopo do destravamento da obrigação de contratação, a consideração de demandas agregadas em leilões regulados, o aumento do limite de tolerância para o repasse da sobrecontratação e a alteração da estrutura tarifária para consumidores com geração distribuída<sup>15</sup>.

(xii) Promover a apuração do nível de contratação das distribuidoras de forma

---

8 ABRAGE, CEMIG, Grupo CEEE, Engie, Enel, Neoenergia, Grupo EDP e ABEEólica.

9 Petrobrás.

10 GESEL.

11 AES Eletropaulo.

12 ABRAGEL e Enel.

13 COPEL, SAESA, Instituto Acende Brasil, Engie, ABRAFE, Cigré-Brasil e Thymos.

14 ABRAGET e HE Energia.

15 SME-RS.

global, devendo a insuficiência ser atribuída às concessionárias subcontratadas<sup>16</sup>.

(xiii) Calibrar melhor o valor da penalidade aplicada às distribuidoras por apresentar nível de contratação fora do intervalo definido na regulamentação<sup>17</sup>.

(xiv) Estabelecer procedimentos que permitam que os consumidores cativos tenham acesso aos custos de contratação mais baixos possíveis, de forma a garantir a prudência na contratação de energia pelas distribuidoras<sup>18</sup>.

(xv) Fixar limites máximo e mínimo de desvio de mercado para fins de apuração do nível de contratação das distribuidoras<sup>19</sup>.

(xvi) Conferir repasse integral de todos os custos incorridos pela distribuidora com compra de energia, sem gerar risco de preço e de volume para as concessionárias<sup>20</sup>.

## **2.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) A flexibilização do nível de contratação das distribuidoras compromete a expansão da geração<sup>21</sup>.

## **2.5. Ponderações/reflexões**

(i) A flexibilização do nível de contratação pode aumentar o risco relacionado às diferenças no mercado de curto prazo caso o modelo de comercialização não se mostrar robusto<sup>22</sup>.

(ii) A exigência de projeção da demanda por parte das distribuidoras deve ser

---

16 Equatorial Energia.

17 LIGHT.

18 Eletrobrás.

19 Equatorial Energia.

20 Neoenergia.

21 SINERGIA.

22 GESEL.

conciliada com a proposta de redução do nível de contratação<sup>23</sup>.

(iii) A redução do nível de contratação deve estar encadeada com o modelo de separação de lastro e energia, bem como estar amparada em critérios que permitam saber quando e como essa redução ocorrerá<sup>24</sup>.

(iv) Devem ser estabelecidos mecanismos de regulação e fiscalização para coibir repasse tarifário de custos decorrentes de decisões de mercado tomadas pelas distribuidoras<sup>25</sup>.

(v) A decisão de reduzir a obrigação de cobertura contratual deve ser precedida de avaliação dos efeitos da exposição ao PLD nas tarifas dos consumidores e do impacto na financiabilidade dos projetos de geração em razão de ambiente com maior volatilidade na venda do produto energia<sup>26</sup>.

(vi) Essa proposta deveria resultar na criação de uma comercializadora regulada, o que permitiria a efetiva separação das atividades de fio e de energia no segmento de distribuição<sup>27</sup>.

(vii) Necessidade de revisar a obrigação de contratação de energia pelas distribuidoras, bem como o critério de alocação de riscos associados a essa compra<sup>28</sup>.

(viii) Pertinência de vincular a implementação dessa proposta à alteração dos atuais critérios de formação de preços do mercado de curto prazo<sup>29</sup>.

(ix) A flexibilização do nível de contratação pode desestimular a contratação de longo prazo, com consequências negativas para a financiabilidade dos projetos<sup>30</sup>.

---

23 ABRAGET.

24 COPEL, Engie, Ecom, PSR, Instituto Acende Brasil, ABRAGEL, Equatorial Energia, Enel, APINE, Cigré-Brasil, Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, ABRACEEL, Elétron Energy, Brookfield, Grupo EDP e ABEEólica.

25 Sistema Firjan.

26 PSR.

27 PSR.

28 Elektro.

29 Raízen e ABEEólica.

30 ABRAGET.

### 3. POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

#### 3.1. Síntese da proposta

No capítulo *“possibilidade de redução de custos de transação na transmissão”*, foram propostas medidas associadas *“à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão”*.

A fim de viabilizar o proposto, a Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE sugere a alteração do art. 17 da Lei n. 9.074/1995, que passaria a prever:

(i) a instituição da entidade centralizadora de contratos, destinada a *“atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede”*;

(ii) a alocação dos custos associados a essa centralização *“entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL”*;

(iii) a possibilidade de a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ser *“designada atue como centralizadora dos contratos de transmissão”*; e

(iv) a faculdade de os titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora *“aderirem ao fluxo de pagamentos e recebimentos centralizados”*.

Das contribuições relativas à proposta de centralização das transações de transmissão, nota-se que cinco pontos ganharam especial destaque, quais sejam, (i) a instituição responsável por atuar como entidade centralizadora, (ii) a necessidade de análise de impacto regulatório, (iii) a adoção de medidas voltadas à mitigação do risco de inadimplência, (iv) a necessidade de equacionamento de questões tributárias e (v) a natureza da participação das transmissoras no processo de centralização.

<b>Síntese das contribuições sobre a natureza da participação das transmissoras no processo de centralização</b>	• Participação compulsória irrestrita
	• Participação facultativa irrestrita
	• Participação compulsória para novas transmissoras
	• Participação compulsória para novos ativos
	• Sinal regulatório para adesão das transmissoras
	• Impossibilidade de existência de dois ambientes

Em relação à proposta de designar a CCEE como entidade centralizadora, chama a atenção o fato de a própria Câmara, em sua contribuição, asseverar que é mais apropriado essa atividade ser atribuída ao ONS.

Também merecem destaque as contribuições do ONS e da ANEEL, que destacam a existência de um projeto, já em andamento, para implantação da liquidação simplificada dos encargos de uso dos sistemas de transmissão. Tal implantação, segundo as referidas instituições, prescindiria de qualquer alteração legislativa e/ou contratual.

### 3.2. Contribuições favoráveis à proposta

Apoio integral ao conceito associado à proposta com base nos seguintes argumentos:

- (i) Melhor solidez do processo integrado de auditoria<sup>31</sup>.
- (ii) Ganhos de escala na centralização dos pagamentos, e uma possível redução dos custos financeiros e operacionais dos agentes<sup>32</sup>.
- (iii) A criação da entidade centralizadora de contratos de transmissão libera

<sup>31</sup> ABRADDEE.

<sup>32</sup> ABRAGET, COPEL, Elektro, COGEN, Petrobrás, Engie, Ecom, UNICA, PSR, AES Eletropaulo, Norsk Hydro, Enel, CTEEP, Grupo CPFL, Thymos e Goldman Sachs.

o ONS para focar em sua atividade fim<sup>33</sup>.

(iv) Tem potencial para reduzir a burocracia de expedição de avisos de débitos/créditos entre os usuários da Rede Básica e as transmissoras<sup>34</sup>.

### **3.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Incluir as transmissoras no rateio dos custos associados à centralização das transações de transmissão<sup>35</sup>.

(ii) Estabelecer que a entidade centralizadora será responsável também pela centralização dos contratos de transmissão firmados entre transmissoras e usuários da rede<sup>36</sup>.

(iii) Conferir em lei apenas a possibilidade de criação da entidade centralizadora<sup>37</sup>.

(iv) Ajustar a redação da lei para esclarecer que o escopo da centralização de contratos de transmissão está restrito à questão de pagamentos e recebimentos<sup>38</sup>.

(v) Permitir que as transmissoras existentes possam optar por aderir ao novo modelo<sup>39</sup>.

(vi) A adesão das transmissoras à nova sistemática proposta deve ser facultativa para todas as transmissoras<sup>40</sup>.

(vii) Conferir sinal regulatório para incentivar a migração das atuais transmissoras para o modelo de centralização das transações<sup>41</sup>.

---

33 Ícone Energia.

34 ABRATE e TAESA.

35 ABRAGE, Enel, APINE, ABSOLAR, Grupo CPFL e ABEEólica.

36 Enel e ABEEólica.

37 ANEEL.

38 SAESA, Engie, APINE e Grupo EDP.

39 ABRAGE e ABDIB.

40 TAESA.

41 Engie.

(viii) Estabelecer, como incentivo à adesão das atuais transmissoras ao mecanismo de centralização das transações de transmissão, a prioridade no recebimento<sup>42</sup>.

(ix) Conferir tratamento compulsório para a participação no mecanismo de centralização<sup>43</sup>.

(x) Deve ser estabelecida a obrigatoriedade da centralização somente às novas concessões licitadas, e não aos ativos de concessionárias já estabelecidas, de maneira a evitar que nova contratação de instalações já em operação seja enquadrada como de participação compulsória<sup>44</sup>.

(xi) Incluir, na proposta, a transformação do CUST em contrato de adesão para evitar a celebração de contratos individualizados<sup>45</sup>.

(xii) Prever que o ONS, e não a CCEE, seja a entidade centralizadora<sup>46</sup>.

(xiii) Conferir flexibilidade para escolha da entidade mais adequada para exercer o papel de centralizadora (prever, em lei, que o poder concedente poderá designar a CCEE, o ONS ou determinada instituição financeira qualificada)<sup>47</sup>.

(xiv) A definição da entidade centralizadora deve ocorrer após processo de consulta pública específico<sup>48</sup>.

(xv) Atribuir, ao Poder Concedente, a competência de designar a entidade centralizadora<sup>49</sup>.

(xvi) Retirar, do texto legal, a menção à CCEE como potencial entidade

---

42 Equatorial Energia.

43 COGEN, ONS, UNICA, AES Eletropaulo, Cigré-Brasil, Grupo EDP, Thymos e ABEEólica.

44 ABRATE e CEMIG.

45 ABRAGET e Petrobrás.

46 ABAQUE, ABAL, Câmara de Petróleo e Gás da FIEMG, Elektro, PSR, Neoenergia, CCEE, CTEEP, Energy Choice e Conselho de Consumidores da Cosern.

47 ABRACE.

48 Grupo CPFL.

49 Engie.

centralizadora<sup>50</sup>.

(xvii) Incluir, no rol de atribuições da entidade centralizadora das transações de transmissão, a aferição do benefício/ônus do sinal locacional estabelecido aos usuários da rede<sup>51</sup>.

(xviii) Estabelecer que a centralização do faturamento dos encargos de uso seja resultado de acordo entre as partes, segundo interesse das transmissoras<sup>52</sup>.

### **3.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) A centralização proposta eleva o risco de recebimento, impacta negativamente a financiabilidade dos projetos, tem potencial para aumentar custos, impede o controle das transmissoras e gera instabilidade regulatória<sup>53</sup>.

(ii) A redução da parcela selo que compõe a TUST é uma medida mais adequada do que a centralização da liquidação da transmissão, cujos ganhos são marginais se comparados ao patamar da RAP<sup>54</sup>.

(iii) A criação de outro agente para centralizar os contratos de transmissão causaria custos de transação adicionais além daqueles já existentes<sup>55</sup>.

### **3.5. Ponderações/reflexões**

(i) Deixar claro que a centralização se aplica a usuários de rede e agentes de transmissão<sup>56</sup>.

(ii) A centralização das transações de transmissão precisa conduzir à

---

50 ABEEólica.

51 GD Solar.

52 Eletrobrás.

53 Alupar e Replace Consultoria.

54 CESP.

55 ANEEL.

56 ABRAGE.

padronização dos documentos de cobrança e à realização de único pagamento mensal, além de promover encontro de contas ao final do período<sup>57</sup>.

(iii) A implementação da liquidação simplificada dos encargos de uso dos sistemas de transmissão, conforme modelo elaborado pelo ONS, prescinde de qualquer alteração legislativa e/ou contratual<sup>58</sup>.

(iv) A concentração comercial e financeira impõe riscos, razão pela qual deve ser aprimorado o processo de governança das instituições do setor<sup>59</sup>.

(v) A centralização da liquidação não afasta a necessidade de controle das transmissoras<sup>60</sup>.

(vi) O caráter voluntário da adesão ao novo modelo de contratação conduz à existência de dois ambientes de contratação e de fluxo de pagamentos que não podem ser isolados<sup>61</sup>.

(vii) O propósito da centralização das transações de transmissão só será plenamente alcançado se conseguir reduzir a complexidade do processo de organização documental que atualmente envolve a tarefa de conferência<sup>62</sup>.

(viii) Deve ser levado em consideração que a designação da CCEE para a ser a entidade centralizadora exigirá a alteração de todos os CUSTs já celebrados, na medida em que estes autorizam o ONS como representante<sup>63</sup>.

(ix) Atribuir à CCEE a centralização da liquidação exige alteração dos contratos e da estrutura da Câmara<sup>64</sup>.

(x) Tornar a CCEE centralizadora das transações de transmissão é distanciar

---

57 Bolognesi Energia.

58 ONS e ANEEL.

59 Câmara de Petróleo e Gás da FIEMG.

60 TAESA.

61 ANEEL e Luciano Freire.

62 Thymos.

63 ONS.

64 TAESA.

de sua vocação de câmara comercializadora<sup>65</sup>.

(xi) Não é adequado designar entidade centralizadora que não possui participação efetiva dos consumidores em seu conselho<sup>66</sup>.

(xii) É inviável passar a totalidade da atribuição da centralização para a CCEE, uma vez que a centralização da contratação por parte do ONS é necessária para a execução de outras atividades próprias do Operador<sup>67</sup>.

(xiii) Em razão de seu teor, a implementação dessa proposta deve ser precedida de análise de impacto regulatório<sup>68</sup>.

(xiv) Avaliar se a gestão centralizada das transações de transmissão exige a alteração da contraparte em todos os contratos<sup>69</sup>.

(xv) Necessidade de promover o desmembramento do atual Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST para criar a figura da liquidação centralizada da transmissão<sup>70</sup>.

(xvi) A redução dos custos de transação na transmissão pode ser alcançada também com a retirada dos encargos CDE e PROINFA da composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão/distribuição, passando a ser cobrados por meio de encargo tarifário específico ou diretamente pela CCEE<sup>71</sup>.

(xvii) Necessidade de controle do risco de inadimplência<sup>72</sup>.

(xviii) Deve-se garantir que esse mecanismo não implique percepção de risco e que o pagamento ocorra de imediato<sup>73</sup>.

---

65 FGV.

66 CONCCEL-PC.

67 ANEEL.

68 Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga e Conselho de Consumidores da Cosern.

69 Engie.

70 CEMIG.

71 ANEEL.

72 CTEEP.

73 ABRATE e TAESA.

(xix) É importante a ampla participação dos agentes quando da definição das regras e procedimentos voltados à implantação do sistema de liquidação centralizada<sup>74</sup>.

(xx) A avaliação a respeito da pertinência de aderir ao novo modelo exige regras pré-definidas<sup>75</sup>.

(xxi) Necessidade de apresentação de estudos que comprovem os benefícios da medida (custo total da centralização das transações menor do que a soma dos custos individuais)<sup>76</sup>.

(xxii) É importante envolver o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ no processo para não agregar custos adicionais à centralização<sup>77</sup>.

(xxiii) Os valores pagos ao ONS em razão da contabilização dos encargos de uso não podem aumentar com a centralização das transações<sup>78</sup>.

(xxiv) Deve-se garantir o repasse dos custos associados a essa nova atividade nas tarifas dos consumidores<sup>79</sup>.

(xxv) É importante adotar medidas voltadas à mitigação do risco de inadimplência, inclusive em caso de ação judicial<sup>80</sup>.

(xxvi) Deve-se garantir que parte da contribuição associativa do ONS seja revertida para custeio da entidade centralizadora<sup>81</sup>.

(xxvii) Os valores não arrecadados na liquidação centralizada precisam

---

74 CTEEP.

75 ABRAGET.

76 ABRACE, Neoenergia e CONCEN-MS.

77 ABRAGET, ABAQUE, ABRATE, SME-RS, Elektro, COGEN, Petrobrás, TAESA, UNICA, MC&E Consultoria, Instituto Acende Brasil, Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, ABRACEEL, CTEEP, Grupo EDP, Thymos, Energy Choice, Grupo Pão de Açúcar e Tenda Atacado.

78 ABRAGE.

79 CEMIG e Instituto Acende Brasil.

80 ABRAGET, Elektro, TAESA, Instituto Acende Brasil, Equatorial Energia, Enel, Cigré-Brasil, ABRACE, Thymos e ABEEólica.

81 Thymos.

compor a parcela de ajuste a ser considerada pela ANEEL no cálculo da RAP<sup>82</sup>.

(xxviii) É oportuno instituir a contraparte central (*clearing house*) para atuar na liquidação financeira das transações de transmissão<sup>83</sup>.

(xxix) Deve-se garantir a flexibilidade para especificação das contas bancárias onde os valores pagos serão depositados<sup>84</sup>.

(xxx) Necessidade de maior detalhamento das atribuições da entidade centralizadora, de maneira a evitar conflitos com as tarefas do ONS<sup>85</sup>.

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

### 4.1. Síntese da proposta

Na seção “*regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação*”, foram apresentadas alternativas que possuem o objetivo de proporcionar “*o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviam o mínimo possível da realidade operativa*”.

Para atingir esse objetivo, o MME aborda cinco temas:

- (i) critério de formação do **preço** do mercado de curto prazo;
- (ii) forma de contratação de **serviços ancilares**;
- (iii) modelo de aporte de **garantias financeiras** para as operações no mercado de curto prazo;
- (iv) **modelos computacionais** utilizados no processo de formação de preços; e
- (v) funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia – **MRE**.

---

82 Equatorial Energia.

83 Goldman Sachs.

84 CTEEP.

85 Cigré-Brasil e CTEEP.

Conforme exposto na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, são sugeridas algumas medidas cuja adoção não é obrigatória e cujo regramento “é tema típico de discussão técnica infralegal”:

(i) “possibilidade de o sistema trabalhar com modelos de despacho centralizado por custo ou por ofertas de preço dos agentes”;

(ii) previsão de oferta de preços para fins de “prestação de serviços ancilares”;

(iii) possibilidade de as garantias financeiras do mercado de curto prazo “preverem aporte diário para fechamento de posições” e

(iv) previsão de o MRE possuir “caráter eventual”.

O MME também sugere incluir duas medidas que representam “compromissos explícitos assumidos”:

(i) adotar “preços com intervalo máximo horário até 2020” e

(ii) promover a “abertura dos códigos e algoritmos de ferramentas computacionais de suporte à formação do preço, ao planejamento e à operação”.

Das 208 contribuições oferecidas que versam sobre “regras comerciais para o máximo acoplamento entre formação de preço e operação”, mais da metade diz respeito ao critério de formação do preço do mercado de curto prazo.

#### **Distribuição das contribuições do tema (total de 208 contribuições)**



preocupação a respeito do funcionamento do mecanismo de oferta de preços, motivo pelo qual é requerida a realização de estudo detalhado. Em diversas contribuições ressalva-se que a adoção do preço em base horária requer revisão/modernização dos modelos de otimização, bem como que a mudança de modelo exige previsibilidade e realização de testes. Por fim, algumas contribuições destacaram a pertinência de incluir, na proposta do MME, a discussão sobre os critérios de definição dos limites mínimo e máximo do PLD.

Em relação às contribuições sobre serviços ancilares, merecem destaque as propostas de definir, em lei, (i) a data a partir da qual o mecanismo competitivo de contratação de serviços ancilares será adotado e (ii) a possibilidade de contratação de serviços ancilares de empreendimentos existentes. Cumpre registrar também a contribuição que aponta que a criação do mercado de serviços ancilares pode servir como piloto para a futura introdução da oferta de preços.

*“A criação do mercado de serviços ancilares pode servir como piloto para a futura introdução da oferta de preços pelos agentes”*

No que tange à proposta de abertura de códigos e algoritmos de modelos computacionais *“de suporte à formação do preço, ao planejamento e à operação”*, as contribuições apresentadas ressaltaram a necessidade de (i) definição de prazo para implementação da medida, (ii) aprimoramento dos modelos e (iii) divulgação de todos os dados relevantes utilizados, bem como as rotinas afetas à produção desses dados.

Chama a atenção a sugestão da ANEEL de ampliar o escopo da medida veiculada, de maneira a incluir as ferramentas computacionais empregadas no cálculo das tarifas no processo de divulgação e transparência de modelos utilizados no

setor elétrico.

## *“Incluir as ferramentas computacionais empregadas no cálculo das tarifas no processo de divulgação e transparência de modelos utilizados no setor elétrico”*

Quanto à proposta de explicitar, em lei, o caráter eventual do MRE, as contribuições encaminhadas para o MME apontam para várias direções: (i) necessidade de amplo e aprofundado estudo prévio, (ii) definição da participação facultativa; (iii) confirmação da participação compulsória e (iv) manutenção do texto legal mesmo se houver opção pelo caráter eventual.

<b>Síntese das contribuições sobre a proposta de tratamento do MRE</b>	• Realização de estudo prévio
	• Participação compulsória
	• Participação facultativa
	• Manutenção do texto legal mesmo se houver a opção pela sua não aplicação

Já em relação à proposta de aporte diário de garantias financeiras para fechamento de posições, as contribuições abordam diversos aspectos, tais como (i) o sucesso da medida estar condicionado ao aprimoramento das normas aplicáveis ao desligamento e à representação de agentes na CCEE, (ii) a necessidade de redução do prazo da liquidação do mercado de curto prazo, (iii) a pertinência de instituição de *clearing house* e (iv) a definição da instituição responsável por fixar a data de início da aplicação do novo mecanismo.

### **4.2. Contribuições favoráveis à proposta**

Apoio integral ao conceito associado à proposta com base nos seguintes argumentos a seguir:

- **Preço**

(i) A proposta de evolução do processo de formação de preço no setor elétrico é extremamente importante e urgente<sup>86</sup>.

(ii) A formação de preços em base horária é fundamental para trazer maior eficiência ao setor<sup>87</sup>.

(iii) A oferta de preços é a melhor opção para o processo de formação de preço do mercado de curto prazo<sup>88</sup>.

(iv) A mudança da matriz elétrica nacional é indicativo da necessidade de revisão dos mecanismos de formação de preço<sup>89</sup>.

(v) O mercado livre poderá evoluir rapidamente para um mercado de bolsa<sup>90</sup>.

(vi) Com a redução da capacidade de regularização e a inserção de fontes intermitentes, a maior granularidade temporal para o cálculo do preço de energia é peça fundamental<sup>91</sup>.

(vii) A proposta de formação de preços horários é apropriada para permitir a representação adequada dos requisitos de reserva operativa, das restrições operativas como rampa de acionamento e desligamento das unidades geradoras termelétricas, além de capturar o preço real das térmicas ao longo da curva de carga e da geração para atender as fontes intermitentes<sup>92</sup>.

- **Modelos computacionais**

---

86 ABRAGE, Sistema Firjan, CTG Brasil, Engie, Ecom, Queiroz Galvão, Goldman Sachs, Ícone Energia, ABRAGEL, Votorantim Energia e Luciano Freire.

87 ABRACEEL e Abiogás.

88 Engie e Ícone Energia.

89 CESP.

90 ABRAPCH.

91 PSR.

92 ABRAGET e Neoenergia.

(i) São importantes o desenvolvimento e a transparência dos modelos computacionais atualmente utilizados na formação de preços (abertura de códigos e algoritmos dos modelos)<sup>93</sup>.

(ii) Enquanto modelos forem utilizados para decisões de despacho, estes modelos devem ter código-fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas<sup>94</sup>.

- **MRE**

(i) A proposta que torna eventual a participação no MRE está alinhada com o fato de que tal mecanismo se encontra exaurido na sua essência<sup>95</sup>.

(ii) O caráter excepcional e eventual do MRE incentiva o interesse dos agentes em realizar investimentos e aumentar a eficiência de suas usinas<sup>96</sup>.

(iii) O caráter eventual do MRE faz com que os próprios agentes construam seus mecanismos de mitigação de riscos, com produtos próprios<sup>97</sup>.

### 4.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

- **Preço**

(i) A regulação do mecanismo de oferta de preços precisa ser objeto de análise de impacto regulatório<sup>98</sup>.

(ii) A sistemática de preços horários deverá levar em consideração *“os requisitos operacionais dos geradores”*<sup>99</sup>.

(iii) Passar o controle econômico do despacho das usinas para o gerador,

---

93 ABRAGE, ABRAGEL, ABAL, AES Eletropaulo, Norsk Hydro, ABRACEEL, Neoenergia, Grupo CPFL, Grupo EDP e Ampere Consultoria.

94 Grupo EDP.

95 CTG Brasil, Engie e Ícone Energia.

96 Cigré-Brasil.

97 FGV.

98 Instituto Acende Brasil, ABRACE e Conselho de Consumidores da RGE.

99 ABRAGET.

mantido o controle do despacho físico pelo ONS (custo de oportunidade da água deixa de ser calculado por modelos computacionais e passa a ser determinado por curvas de oferta e demanda)<sup>100</sup>.

(iv) O preço do mercado de curto prazo deve estar atrelado ao custo marginal de operação, de maneira a respeitar os parâmetros da operação<sup>101</sup>.

(v) Atribuir à ANEEL a competência para definir o prazo para início da aplicação da sistemática de formação de preços em base horária<sup>102</sup>.

(vi) Adotar preços em base horária previamente à implementação da tarifa binômica<sup>103</sup>.

(vii) Estabelecer, em lei, a possibilidade de preços em intervalos menores que uma hora<sup>104</sup>.

(viii) Estabelecer a data de 1º de janeiro de 2020 para início das operações de compra e venda de energia elétrica em ambiente de bolsa<sup>105</sup>.

(ix) Estabelecer cronograma de implementação dos novos modelos de formação de preços, de maneira a dar previsibilidade ao mercado (adotar preços em base horária a partir de 2019, com o ano de 2018 servindo de “ano sombra”)<sup>106</sup>.

(x) A eventual migração para o modelo de oferta de preços deve ser precedida de período de transição marcado por testes do “modelo sombra” em paralelo com o programa de operação do ONS<sup>107</sup>.

(xi) Adotar o despacho por oferta de preços a partir de 2021, sendo o triênio 2018–2020 utilizado para detalhamento das regras de fundamento do novo

---

100 EPPGG.

101 ABRAGET.

102 ANEEL e CCEE.

103 ABSOLAR.

104 ABRACE.

105 ABRAPCH.

106 ABRACEEL.

107 Neoenergia, Grupo CPFL, Câmara de Petróleo e Gás da FIEMG.

modelo<sup>108</sup>.

(xii) Estabelecer que o despacho por oferta de preços não será adotado antes de 2021<sup>109</sup>.

(xiii) A adoção do mecanismo de oferta de preços precisa viabilizar a obtenção de preços de energia que reflitam a realidade operativa e que promovam comportamentos eficientes, devendo ser previamente estabelecidas condições de mercado sobre concorrência e sobre promoção de interesses sistêmicos<sup>110</sup>.

(xiv) Instituir período de transição para o modelo de oferta de preços em que o modelo computacional definiria um “túnel de preços”, e o mercado ficaria livre para negociar nesse intervalo<sup>111</sup>.

(xv) O aprimoramento do processo de formação do preço do mercado de curto prazo requer a revisão/modernização dos modelos de otimização e, no médio prazo, a avaliação da metodologia baseada em oferta de preços<sup>112</sup>.

(xvi) Aplicar o sinal locacional no preço apenas para os novos empreendimentos de geração<sup>113</sup>.

(xvii) Incluir os componentes de transmissão, perda e congestionamento na definição do preço da energia<sup>114</sup>.

(xviii) Devem ser estabelecidas diretrizes para implantação de mecanismos de transparência na hipótese de criação de bolsa de energia<sup>115</sup>.

(xix) Deve-se implementar o despacho de geração por oferta de preço em substituição ao conjunto formado por MRE, garantia física e preços definidos por

---

108 COPEL e ABRACEEL.

109 ABRACE.

110 Grupo EDP.

111 ABEEólica.

112 Votorantim Energia, Grupo EDP e ABEEólica.

113 Eletrobrás.

114 Shell.

115 CONCCEL-PC.

modelos<sup>116</sup>.

- **Serviços ancilares**

- (i) Os valores envolvidos na prestação de serviços ancilares devem ser, de fato, orientados pelo mercado, e não impostos de maneira regulatória<sup>117</sup>.

- (ii) Estabelecer que a contratação de serviços ancilares dar-se-á somente por mecanismo competitivo<sup>118</sup>.

- (iii) Adotar, a partir de janeiro de 2019, o mecanismo competitivo de contratação de serviços ancilares<sup>119</sup>.

- (iv) Deve-se estabelecer desenho adequado para o mercado de ancilares, de maneira a garantir a adequada remuneração do prestador desse serviço<sup>120</sup>.

- (v) Incluir, na discussão sobre prestação de serviços ancilares, a realização de estudos a respeito de usinas hidrelétricas reversíveis<sup>121</sup>.

- (vi) Incluir, no rol de serviços ancilares, o armazenamento de energia em baterias auxiliares disponibilizadas pelos agentes do SIN<sup>122</sup>.

- **Garantias financeiras**

- (i) Prever, em lei, a instituição da contraparte central (*clearing house*) para atuar na liquidação financeira do mercado de curto prazo<sup>123</sup>.

- (ii) Condicionar a implantação da sistemática de fechamento de posição e aporte de garantias financeira diários à redução do prazo de liquidação do mercado de curto prazo<sup>124</sup>.

---

116 COPEL.

117 Norsk Hydro.

118 Alsoil, ABSOLAR e Grupo EDP.

119 ABRACEEL.

120 CESP.

121 Cigré-Brasil.

122 ABDIB.

123 CCEE.

124 ABRACEEL, Neoenergia e Grupo CPFL.

(iii) Determinar, em lei, a data limite para implantação do mecanismo de aporte diário de garantias financeiras<sup>125</sup>.

• **Modelos computacionais**

(i) Estabelecer, em lei, o prazo para disponibilização do código-fonte e dos algoritmos dos modelos computacionais<sup>126</sup>.

(ii) Prever, em lei, a abertura dos modelos computacionais até 1º de janeiro de 2018<sup>127</sup>.

(iii) Ampliar o escopo das medidas atinentes à disponibilização dos modelos computacionais, de maneira a garantir o acesso a todas as rotinas afetas à produção dos dados de entrada utilizados pelos referidos modelos<sup>128</sup>.

(iv) Incluir as ferramentas computacionais empregadas no cálculo de tarifas no processo de divulgação e transparência de modelos utilizados no setor elétrico<sup>129</sup>.

(v) Promover a plena disponibilização dos arquivos executáveis, das informações necessárias sobre a metodologia e algoritmos empregados, mantendo a governança dos códigos-fonte com o CEPEL<sup>130</sup>.

(vi) Promover a abertura de concorrência dos modelos utilizados no setor, de maneira a incentivar o seu desenvolvimento e mantê-los em linha com o estado da arte<sup>131</sup>.

(vii) Incluir, na discussão sobre a divulgação do código-fonte e do algoritmo dos modelos computacionais, a delimitação das competências do CPAMP e da

---

125 Grupo CPFL.

126 APINE.

127 ABRACE.

128 ANEEL.

129 ANEEL.

130 Eletrobrás.

131 Grupo EDP.

ANEEL<sup>132</sup>.

- **MRE**

(i) O MRE não deve ser tratado como eventual, e, sim, deve ter sua estrutura adequada à composição e dinâmica da matriz elétrica atual<sup>133</sup>.

(i) A mudança das regras de participação no MRE precisa ser objeto de análise de impacto regulatório<sup>134</sup>.

(ii) Incluir, na definição do montante elegível de deslocamento da geração hidrelétrica, as cargas interruptíveis não consideradas no despacho por ordem de mérito<sup>135</sup>.

#### **4.4. Contribuições contrárias à proposta**

- **Preço**

(i) O despacho pelo preço resultará na desotimização da gestão dos recursos energéticos disponíveis<sup>136</sup>.

(ii) Não tratar, neste momento, do mecanismo de oferta de preços<sup>137</sup>.

(iii) A definição dos preços do mercado de curto prazo deve ter, como função, minimizar o preço de energia para o mercado consumidor<sup>138</sup>.

(iv) A granularidade espacial, alcançada por meio da precificação nodal, apresenta efeitos indesejáveis, razão pela qual o uso da precificação por zona é mais adequado, com o custo do redespacho recuperado com encargos<sup>139</sup>.

- **Garantias financeiras**

---

132 ABRACEEL e MC&E Consultoria.

133 CESP, SME-RS, Brasil PCH, ABRAGEL, Minas PCH, Neoenergia, Brookfield e Grupo EDP.

134 Instituto Acende Brasil, ABRACE e Conselho de Consumidores da RGE.

135 Alupar, ABRAGEL e Brookfield.

136 SME-RS.

137 Neoenergia.

138 Energy Choice.

139 Engie.

(i) A proposta de realização de fechamento diário de posições no mercado de curto prazo poderá desestimular a contratação antecipada<sup>140</sup>.

(ii) A proposta de realização de fechamento diário de posições no mercado de curto prazo não previne, de fato, o risco de contágio financeiro causado, sobretudo, pelo mecanismo de efetivação de registro de contratos<sup>141</sup>.

#### • **Modelos computacionais**

(i) A abertura do código-fonte possibilita a exploração sem monitoramento do produto por terceiros, razão pela qual essa medida não deve ser considerada na proposta<sup>142</sup>.

(ii) A abertura de códigos de modelos computacionais desenvolvidos para o SEB pode comprometer a capacidade tecnológica de dar continuidade ao seu desenvolvimento, bem como levar à perda de soberania tecnológica<sup>143</sup>.

(iii) A proposta de abertura de código fonte e algoritmos é secundária diante da necessidade de revisão de conceitos envolvidos na modelagem oficial, além da necessidade de revisão dos termos de governança<sup>144</sup>.

#### • **MRE**

(i) Deve-se manter o arranjo atual do MRE em termos de participação das usinas<sup>145</sup>.

## **4.5. Ponderações/reflexões**

---

140 SME-RS.

141 GESEL.

142 Eletrobrás.

143 Associação dos empregados do CEPEL.

144 CESP.

145 SAESA, Brasil PCH, ABRAGEL, Minas PCH, Neoenergia e Brookfield.

- **Preço**

(i) Necessidade de amplo debate sobre as possibilidades de adoção de modelos de formação de preços, assim como a implementação da oferta de preços pelo lado do consumo<sup>146</sup>.

(ii) A premissa básica de otimização de recursos eletroenergéticos não deve ser abandonada<sup>147</sup>.

(iii) Necessidade de regulamentar um ambiente de bolsa de energia para permitir a materialização das ofertas de preços dos agentes<sup>148</sup>.

(iv) Avaliar a pertinência e as implicações de fixar em lei o prazo final para implantação do mecanismo de formação de preços em base horária<sup>149</sup>.

(v) A discretização horária dos preços deve conferir sinal econômico adequado para os geradores de regularização, como usinas hidrelétricas reversíveis e banco de baterias<sup>150</sup>.

(vi) A decisão entre oferta de preços e cálculo centralizado dos preços deve ser tomada única e exclusivamente com base em uma decisão sobre a alocação do risco de mercado entre os agentes (oferta de preços) ou para o sistema (cálculo centralizado)<sup>151</sup>.

(vii) Sinal de preços dado pelo mercado é que vai aumentar a eficiência de curto e longo prazos<sup>152</sup>.

(viii) A artificialidade dos preços precisa ser evitada com o equilíbrio entre oferta e demanda mediante leis de mercado<sup>153</sup>.

---

146 EDP Renováveis, Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, ABRACE e Neoenergia.

147 CESP.

148 ABRAFE.

149 Equatorial Energia.

150 Lalcam-MA Eng.

151 PSR.

152 FGV.

153 COPEL.

(ix) Um ambiente de oferta de preços não convive com mecanismos de transferência do risco de mercado para o consumidor<sup>154</sup>.

(x) Necessidade de conferir maior segurança jurídica e estabilidade regulatória na adoção do mecanismo de oferta de preços<sup>155</sup>.

(xi) O processo de desenvolvimento da metodologia voltada à formação do preço em base horária deve permitir a ampla participação dos agentes, das associações e dos demais interessados<sup>156</sup>.

(xii) O mecanismo de oferta de preços precisa ser precedido de estudo voltado ao detalhamento de seu funcionamento, com definição da data de início de sua vigência e os termos do período de transição<sup>157</sup>.

(xiii) Necessidade de criação de grupo de trabalho para a definição, até 2019, da metodologia de formação de preço por oferta, devendo essa nova sistemática ser efetivamente implantada em 2021<sup>158</sup>.

(xiv) Necessidade de criação de grupo de trabalho, com participação dos agentes setoriais, para analisar medidas adicionais de aperfeiçoamento nos modelos de formação de preços, com limite de término em 2019<sup>159</sup>.

(xv) A flexibilização do marco legal, retratada na possibilidade de oferta de preços, pode tornar o arcabouço regulatório muito volátil, motivo pelo qual é recomendável que, em vez de conferir a possibilidade, a lei apresente data-limite para implementação do mecanismo proposto<sup>160</sup>.

(xvi) É importante garantir, na sistemática de oferta de preços, a participação

---

154 PSR.

155 ABAL.

156 AES Tietê e EDP Renováveis.

157 ABRAGE, ABRAGET, SAESA, Elektro, Enel, Queiroz Galvão, Casa dos Ventos, Replace Consultoria, Cigré-Brasil, Neoenergia, Brookfield e Thymos.

158 ABRACEEL.

159 Neoenergia.

160 PSR.

ativa dos consumidores do atacado, com obrigação de declaração de quantidade e disposição a consumir<sup>161</sup>.

(xvii) Deve-se garantir a transversalidade da informação completa e a baixa capacidade individual de influência no processo de formação de preços via modelo<sup>162</sup>.

(xviii) Pertinência de incluir a discussão sobre os critérios de definição dos limites mínimo e máximo do PLD<sup>163</sup>.

(xix) Ressalta-se que os preços em base horária devem ser estabelecidos via modelo de otimização, com prazo para disponibilização do código-fonte e dos algoritmos, devendo a proposta de oferta de preços ser objeto de amplo debate<sup>164</sup>.

(xx) É adequado, no novo modelo de formação de preços, permitir que geradores termelétricos submetam ofertas para o despacho fora da ordem de mérito<sup>165</sup>.

(xxi) Deve-se conferir liberdade às usinas termelétricas não comprometidas com contratos de venda para fins de declaração do custo de geração<sup>166</sup>.

(xxii) É importante observar a efetiva implementação da governança da formação de preços estabelecida na Resolução CNPE n. 7/2016<sup>167</sup>.

(xxiii) Mostra-se pertinente a utilização de recursos de P&D pelos agentes para fins de capacitação de profissionais para a adoção do processo de formação de preços em base horária<sup>168</sup>.

(xxiv) Cabe incluir, nos parâmetros da programação da operação e da formação do preço, a operação modulada e o despacho parcial de unidades geradoras

---

161 Engie e Thymos.

162 Ampere Consultoria.

163 COGEN, Engie, UNICA, Norsk Hydro, ABRAPCH, Cigré-Brasil, ABRACE e Thymos.

164 Enel.

165 ABRAGET, Eneva e Petrobrás.

166 Petrobrás e EMAE.

167 ABRACEEL.

168 Ampere Consultoria.

de usinas termelétricas<sup>169</sup>.

(xxv) Devem ser considerados, nas novas regras comerciais, o gerenciamento da demanda, assim como a redução de perdas comerciais e técnicas<sup>170</sup>.

(xxvi) A transição de um modelo comercial baseado em contratos bilaterais para um modelo de mercado que comporte transações em bolsa não pode ser decorrência de uma eventual iniciativa realizada pelo mercado, ou mesmo estar circunscrita ao mercado livre<sup>171</sup>.

(xxvii) A negociação de energia em uma bolsa associada a uma *clearing* envolve a compatibilização do marco legal do setor elétrico com o marco legal do sistema financeiro<sup>172</sup>.

(xxviii) Para viabilizar o mecanismo de oferta de preços, é necessária infraestrutura de medição/comunicação para fins de gerenciamento e monitoramento dos dados<sup>173</sup>.

(xxix) É importante estabelecer uma data para a implantação do mecanismo de oferta de preços, devendo ser mantida a responsabilidade pela operação física do sistema com o ONS e CMSE, e preservando o MRE com as devidas adaptações<sup>174</sup>.

(xxx) O gerenciamento da demanda – eficiência energética e resposta da demanda – é vital para enfrentar os desafios que a entrada das fontes intermitentes e descarbonização apresentam<sup>175</sup>.

(xxxi) Deve-se incluir dispositivo legal para permitir a adoção de mecanismo de mercado para definição do corte de cargas distribuídas por opção do

---

169 Eneva.

170 Cigré-Brasil.

171 GESEL.

172 GESEL.

173 Thymos.

174 PSR.

175 FGV.

consumidor<sup>176</sup>.

(xxxii) Pertinência de incluir, na proposta, o tratamento da comercialização de direitos financeiros sobre a transmissão (ferramenta de gerenciamento do congestionamento na transmissão)<sup>177</sup>.

#### • **Serviços ancilares**

(i) A criação do mercado de serviços ancilares pode servir como piloto para a futura introdução da oferta de preços pelos agentes<sup>178</sup>.

(ii) É importante garantir a possibilidade de contratação de serviços ancilares de empreendimentos existentes<sup>179</sup>.

(iii) Deve-se garantir remuneração adicional para o armazenamento de energia propiciado pelas usinas hidrelétricas reversíveis<sup>180</sup>.

(iv) Necessidade de criação de serviço ancilar de reserva térmica emergencial, cuja receita permitiria cobrir os custos fixos das usinas<sup>181</sup>.

(v) Necessidade de criação de um serviço ancilar de capacidade de ponta com a finalidade de prover os recursos necessários à instalação de novas unidades de usinas hidrelétricas existentes e não alcançadas pela Lei n. 12.783/2013<sup>182</sup>.

#### • **Garantias financeiras**

(i) Necessidade de avaliação dos impactos associados à exigência de fechamento de posição e aporte de garantias financeira diários<sup>183</sup>.

(ii) A adoção do mecanismo de aporte diário de margens no mercado de curto prazo precisa ser acompanhada do aprimoramento das normas aplicáveis ao

---

176 Enel.

177 Luciano Freire.

178 Grupo EDP.

179 Engie.

180 Voith Hydro.

181 CEMIG.

182 CEMIG.

183 AES Eletropaulo.

desligamento e à representação de agentes na CCEE<sup>184</sup>.

(iii) Cabe atribuir à ANEEL a competência para definir o prazo para início da aplicação do mecanismo de aporte de margem para mitigação de inadimplência<sup>185</sup>.

(iv) É importante prever que as garantias financeiras a serem aportadas serão proporcionais aos riscos de cada agente, bem como estabelecer que tais garantias serão geridas por agente garantidor contratado por procedimento concorrencial<sup>186</sup>.

(v) Necessidade de segregar, da liquidação financeira do mercado de curto prazo, os valores associados ao despacho térmico fora da ordem de mérito por razões de segurança energética<sup>187</sup>.

#### • Modelos computacionais

(i) É preciso ter maior transparência nos dados de entrada dos modelos computacionais<sup>188</sup>.

(ii) Pertinência de disponibilizar, a partir de janeiro de 2018, todos os dados relevantes para a formação de preços, operação e controle da geração/transmissão<sup>189</sup>.

(iii) Os modelos computacionais precisam se aprimorar para analisar fontes intermitentes e atuar de forma independente do mercado que, de forma independente, é capaz de determinar o preço de forma ótima e eficiente<sup>190</sup>.

(iv) É fundamental que os modelos computacionais apresentem maior detalhamento das restrições existentes, assim como promovam a correta modelagem da fonte eólica<sup>191</sup>.

---

184 GESEL.

185 ANEEL e CCEE.

186 Grupo EDP.

187 ABRAJET e Petrobrás.

188 Sistema Firjan e ABRACE.

189 ABRACE.

190 FGV.

191 CEMIG e ABRACE.

(v) Os modelos computacionais precisam representar adequadamente os níveis de risco de suprimento de energia elétrica<sup>192</sup>.

(vi) A utilização de novos modelos computacionais precisa levar em consideração a necessidade de adaptação dos agentes<sup>193</sup>.

(vii) É importante revisitar os modelos computacionais para refletir adequadamente o real consumo de recursos hídricos pelas usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente<sup>194</sup>.

(viii) Cabe estabelecer, em lei, a periodicidade de revisão dos parâmetros técnicos dos empreendimentos de geração considerados nos modelos computacionais<sup>195</sup>.

(ix) Necessidade de esclarecer se a publicidade dos códigos-fonte será estendida aos programas computacionais não desenvolvidos pelo CEPEL<sup>196</sup>.

• **MRE**

(i) Necessidade de o MRE resgatar seu conceito original a fim de promover apenas o compartilhamento dos riscos de natureza estritamente hidrológica entre os seus participantes, deixando de assumir impactos em prol da segurança do sistema<sup>197</sup>.

(ii) A redação proposta para atribuir caráter eventual ao MRE deixa margem para interpretação de que a participação de agentes no MRE seja de caráter eventual entre seus constituintes<sup>198</sup>

(iii) Necessidade de amplo e aprofundado estudo prévio<sup>199</sup>.

---

192 COPEL.

193 CEMIG.

194 Cigré-Brasil.

195 Grupo EDP.

196 Cigré-Brasil.

197 Grupo EDP.

198 ANEEL.

199 Elektro e Enel.

(iv) Deve-se manter a previsão legal a respeito do MRE mesmo se houver a opção pela sua não aplicação<sup>200</sup>.

(v) Importante prever, nas disposições afetas ao MRE, a revisão de garantia física sem limite para usinas hidrelétricas com concessão expirada<sup>201</sup>.

(vi) As regras atuais do MRE precisam ser revistas para trazer eficiência a esse mecanismo, de maneira a considerar, em algum grau, a geração individual das usinas<sup>202</sup>.

(vii) Pertinência de elevar o patamar do valor atribuído às trocas de energia no âmbito do MRE, de maneira a tornar a TEO veículo para prêmio pela eficiência<sup>203</sup>.

(viii) Necessidade de reavaliação a respeito de quais usinas devem integrar o MRE<sup>204</sup>.

(ix) Garantir que a alteração do modelo comercial, em especial o aspecto do funcionamento do MRE, manterá inalterado o tratamento dos contratos como os do PROINFA, preservando, desta forma, as condições de risco e retorno originais do referido programa<sup>205</sup>.

## **5. POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO**

### **5.1. Síntese da proposta**

No capítulo *“possibilidade de redução de custos de transação na geração”*,

---

200 Alupar e APINE.

201 Mitsui & Co.

202 Engie.

203 Engie.

204 Equatorial Energia.

205 Brasil PCH.

foram propostas medidas voltadas à *“centralização dos contratos regulados de energia”*, centralização essa que permitiria *“uma administração mais eficiente dos contratos legados, sendo elemento importante para lidar com a ampliação do mercado livre”*.

De acordo com a Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, os benefícios da centralização dos contratos regulados de energia *“vão além da redução no custo da transação”*, na medida em que contribui para a mitigação do risco de preço da contratação regulada em virtude da equalização dos preços de compra das concessionárias de distribuição.

Em resumo, o MME sugere as seguintes disposições legais:

(i) possibilidade de os CCEARs serem firmados *“por pessoa jurídica centralizadora de contrato”*;

(ii) previsão de centralização dos pagamentos de CCEARs, cotas de garantia física, cotas de Itaipu e cotas de Angra 1 e 2;

(iii) possibilidade de a CCEE atuar como entidade centralizadora;

(iv) previsão de repasse tarifário dos custos associados à centralização das transações de geração; e

(v) equalização do preço da energia contratada para fins de repasse tarifário.

A propósito do tema, as contribuições abordam dezenas de aspectos técnicos. Os assuntos mais tratados nas contribuições, ou seja, aqueles que apresentaram maior convergência, foram (i) a necessidade de análise de impacto regulatório, (ii) a adoção de período de transição em virtude dos potenciais impactos tarifários decorrentes da equalização do preço médio de compra de energia das distribuidoras, (iii) a necessidade de equacionamento de questões tributárias, (iv) a inclusão da previsão de participação dos conselhos de consumidores no âmbito da entidade centralizadora que vier a ser designada, e (v) a criação de mecanismo que incentive a acurácia das previsões de mercado das distribuidoras.

## 5.2. Contribuições favoráveis à proposta

Apoio integral ao conceito associado à proposta com base nos seguintes argumentos:

(i) A liquidação centralização dos contratos de energia gera *“melhor solidez do processo integrado de auditoria”*<sup>206</sup>.

(ii) A convergência futura dos preços dos principais contratos do ACR entre as distribuidoras está consistente com o conceito do bem público da confiabilidade do suprimento<sup>207</sup>.

(iii) A proposta de centralização de contratos representa efetivo ganho operacional aos agentes envolvidos, como também aos consumidores<sup>208</sup>.

(iv) A centralização de contratos regulados de energia está alinhada com a redução da responsabilidade das distribuidoras na função de comercialização de energia elétrica<sup>209</sup>.

(v) A centralização das transações de geração leva à equalização dos custos com compra de energia entre as distribuidoras, promovendo, desta forma, maior isonomia e redução dos custos regulatórios<sup>210</sup>.

(vi) É muito adequado que a gestão de contratos legados e sua realocação no mercado sejam realizadas pela entidade centralizadora de contratos<sup>211</sup>.

(vii) A atuação da entidade centralizadora de contratos evita saltos tarifários e permite a adequação do nível de contratação das distribuidoras conforme ritmo de migração de consumidores<sup>212</sup>.

---

206 ABRADÉE.

207 ABRADÉE.

208 COPEL, Petrobrás, Ecom, PSR, ABRAGEL, AES Eletropaulo e Enel.

209 COPEL, Ícone Energia, LIGHT e AES Eletropaulo.

210 CEMIG e Grupo EDP.

211 MRTS Consultoria.

212 MRTS Consultoria.

(viii) A centralização das transações de geração amplia as possibilidades de exportação de excedentes para os países vizinhos<sup>213</sup>.

### 5.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

(i) As distribuidoras devem ser remuneradas pelo risco assumido na gestão de volumes contratados para o atendimento de seu mercado cativo<sup>214</sup>.

(ii) A entidade centralizadora deve atuar como uma autêntica *clearing house*, com garantias financeiras robustas dos compradores e autonomia jurídica e operacional da referida entidade<sup>215</sup>.

(iii) Os objetivos da centralização das transações de geração podem ser alcançados sem a figura de uma pessoa jurídica que atue como centralizadora e que assine os contratos em substituição à distribuidora (mantêm-se as contrapartes por meio de contratos de adesão, com a centralizadora atuando unicamente no âmbito operacional)<sup>216</sup>.

(iv) Estabelecer em lei que a entidade centralizadora será a CCEE<sup>217</sup>.

(v) Autorizar novo concessionário de serviço para atuar como entidade centralizadora<sup>218</sup>.

(vi) Necessidade de definir sobre quem recairá a decisão pela escolha da entidade centralizadora<sup>219</sup>.

(vii) Atribuir, ao Poder Concedente, a competência de designar a entidade centralizadora<sup>220</sup>.

---

213 BRACIER.

214 CEMIG, LIGHT, AES Eletropaulo e Neoenergia.

215 ESBR e GESEL.

216 ANEEL.

217 Enel.

218 Grupo CPFL.

219 APINE.

220 Engie.

(viii) Prever que a declaração de necessidade de compra para atendimento ao mercado cativo seja realizada de forma agregada, devendo a EPE participar desse processo em virtude de sua expertise em termos de planejamento da expansão da geração e da transmissão<sup>221</sup>.

(ix) Atribuir, ao Poder Concedente, a competência de definir a quantidade de energia necessária para atendimento à totalidade da carga nacional, cativa e livre, a partir de janeiro de 2020<sup>222</sup>.

(x) Estabelecer que a centralização dos contratos de geração deve ter caráter compulsório para os novos contratos, devendo os contratos existentes ser objeto de incentivos regulatórios para fins de migração de ambiente<sup>223</sup>.

(xi) Estabelecer o caráter compulsório das distribuidoras na centralização das transações de geração<sup>224</sup>.

(xii) Ampliar o rol de atribuições da entidade centralizadora, de maneira a obter coordenação única dos contratos de distribuição (parte fio)<sup>225</sup>.

(xiii) Ampliar o papel da entidade centralizadora, de maneira a desempenhar as funções de comercializador de última instância e de gestor dos contratos legados das distribuidoras<sup>226</sup>.

(xiv) Estabelecer em lei que a centralização das transações de geração dar-se-á a partir de 1º de janeiro de 2019<sup>227</sup>.

(xv) Incluir os contratos bilaterais firmados sob a égide da Lei n. 9.468/98 no rol de contratos abrangidos pela centralização, observadas eventuais restrições

---

221 Celesc Distribuidora.

222 Grupo EDP.

223 CCEE.

224 Enel, Elétron Energy, APINE e Brookfield.

225 Energy Choice.

226 Grupo CPFL.

227 Grupo EDP.

impostas pelos contratos de financiamento celebrados pelos agentes de geração<sup>228</sup>.

(xvi) Garantir que todos os CCEARs sejam objeto da centralização de contratos<sup>229</sup>.

(xvii) Ampliar os mecanismos de ajustes nos portfólios das distribuidoras, permitindo a troca de contratos bilaterais entre agentes do ACR e ACL<sup>230</sup>.

(xviii) Criar mecanismo que incentive a acurácia das previsões de mercado das distribuidoras diante da equalização das sobras e déficits contratuais das concessionárias<sup>231</sup>.

(xix) Prever, em lei, a participação dos Conselhos de Consumidores no âmbito da CCEE ou da entidade centralizadora que vier a ser designada<sup>232</sup>.

(xx) Ampliar o escopo da proposta de centralização das transações de geração para garantir que as distribuidoras permaneçam apenas com sua atividade fim<sup>233</sup>.

(xxi) Deve-se levar a efeito a segmentação dos negócios da distribuidora, de maneira a tratar uma empresa regulada com ativos de distribuição (fio) e outra empresa, parcialmente regulada, responsável pela comercialização das compras no atacado com repasse para o varejo<sup>234</sup>.

(xxii) Incluir, no rol de contratos abrangidos pela centralização, os contratos regulados celebrados por distribuidoras com mercado igual ou inferior a 500 GWh/ano cujo preço seja superior a 20% do custo médio nacional de compra<sup>235</sup>.

---

228 Enel.

229 COGEN.

230 Instituto Acende Brasil.

231 PSR, Instituto Acende Brasil, APINE e ABRACE.

232 Conselho de Consumidores da ENEL RJ, CONCCEL-PC, CONCEL-MT, Conselho de Consumidores da RGE, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga.

233 AES Eletropaulo.

234 Thymos.

235 Hidropan e ABRADEMP.

(xxiii) Garantir, no rol de contratos abrangidos pela centralização, os contratos do PROINFA, os contratos de geração distribuída, os contratos bilaterais, as cotas de garantia física, as cotas de Itaipu, as cotas de Angra 1 e 2, os CCEARs vigentes, bem como considerar a energia vinculada à repactuação do risco hidrológico<sup>236</sup>.

(xxiv) Promover a unificação dos leilões de energia existente e de energia nova<sup>237</sup>.

(xxv) A entidade centralizadora deve ser somente um meio acessório, de maneira a preservar os atuais incentivos regulatórios para viabilizar a contratação prudente das distribuidoras<sup>238</sup>.

(xxvi) Conferir, à entidade centralizadora, a competência de utilizar mecanismos de ajuste do portfólio das distribuidoras e realizar a venda de excedentes, de maneira a otimizar a contratação das concessionárias e reduzir o risco de sobrecontratação<sup>239</sup>.

(xxvii) Ampliar as oportunidades de rescisão bilateral dos contratos de energia regulada<sup>240</sup>.

(xxviii) Promover apenas a centralização da contabilização dos contratos regulados de energia, mantendo a estrutura de faturamento bilateral<sup>241</sup>.

(xxix) Restringir a transferência da representação dos CCEARs para a entidade centralizadora para os contratos celebrados a partir de janeiro de 2019, além do estabelecimento de período não inferior a 10 anos para a completa centralização<sup>242</sup>.

(xxx) Promover a apuração do nível de contratação das distribuidoras de forma

---

236 Grupo EDP.

237 Petrobrás e EMAE.

238 Engie.

239 Votorantim Energia.

240 Replace Consultoria.

241 Eletrobrás.

242 Enel.

global, devendo a insuficiência ser atribuída às concessionárias subcontratadas<sup>243</sup>.

(xxxi) Ratear o custo da sobrecontratação entre todas as distribuidoras de forma proporcional aos respectivos mercados cativos<sup>244</sup>.

(xxxii) O processo de centralização das transações de geração deve resultar, em um segundo momento, na realocação periódica de cotas e CCEARs entre as distribuidoras, de maneira a alcançar o preço médio unificado<sup>245</sup>.

#### 5.4. Contribuições contrárias à proposta

(i) Manter a liquidação bilateral dos contratos de geração e criar condições especiais para a venda de energia de grandes aproveitamentos hidráulicos<sup>246</sup>.

(ii) A entidade centralizadora não deve ser a CCEE<sup>247</sup>.

(iii) A unificação dos preços de compra de energia entre as distribuidoras, em virtude da dispersão dos portfólios das empresas, não deve ser, em princípio, levada a efeito<sup>248</sup>.

(iv) As distribuidoras deveriam deixar de atuar como “comercializadoras cativas”, na medida em que essa atividade se tornou não gerenciável<sup>249</sup>.

#### 5.5. Ponderações/reflexões

(i) A equalização do preço médio de compra de energia das distribuidoras pode gerar impactos tarifários relevantes para algumas concessionárias, razão pela

---

243 Equatorial Energia.

244 Equatorial Energia.

245 Equatorial Energia.

246 Associação dos empregados da Eletrobrás.

247 ABRAGET.

248 Elektro.

249 MC&E Consultoria.

qual é necessário tratar este aspecto ou adotar período de transição<sup>250</sup>.

(ii) A inclusão de Itaipu no processo de centralização das transações de geração impõe a necessidade de alteração das disposições legais afetas às cotas das distribuidoras<sup>251</sup>.

(iii) Criar a possibilidade de transferir os montantes de sobrecontratação das distribuidoras para a entidade centralizadora, viabilizando, desta forma, a venda de excedentes para o mercado livre<sup>252</sup>.

(iv) É importante envolver o CONFAZ para evitar que a proposta de centralizar o processo de faturamento dos contratos de geração não implique *“incidência de impostos e tributos adicionais”*<sup>253</sup>.

(v) Necessidade de maior detalhamento da proposta e de suas implicações<sup>254</sup>.

(vi) Deve-se levar em consideração o equacionamento de questões afetas a risco de crédito, alteração dos contratos vigentes e adequação de garantias financeiras<sup>255</sup>.

(vii) A contratação regulada via *“pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos”* requer atenção quanto às garantias de pagamento, de maneira a não comprometer a financiabilidade de novos projetos de geração<sup>256</sup>.

(viii) Necessidade de manter as atuais regras de contratação aplicáveis às distribuidoras para evitar compras ineficientes com consequente transferência e

---

250 Elektro, Instituto Acende Brasil, AES Eletropaulo, Hidropan, Equatorial Energia, Enel e Brookfield.

251 AES Eletropaulo.

252 Elektro.

253 ABRAGET, ABAQUE, COGEN, Petrobrás, UNICA, MC&E Consultoria, Equatorial Energia, Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, ABRACEEL, Neoenergia, Grupo EDP, Thymos, Grupo Pão de Açúcar e Tenda Atacado.

254 Sistema Firjan, Enel e Cigré-Brasil.

255 ABRAGEL, Mitsui & Co. e CCEE.

256 Brookfield.

diluição de custos entre as demais concessionárias<sup>257</sup>.

(ix) É importante condicionar a centralização das transações de geração à apresentação de estudos que comprovem os benefícios da medida<sup>258</sup>.

(x) Necessidade de ampliar as ferramentas individuais das distribuidoras na gestão do risco de volume de energia contratada<sup>259</sup>.

(xi) Mostra-se razoável adotar o mecanismo centralizador para equalizar as sobras e déficits somente se for mantida a obrigação de cobertura contratual integral no ACR<sup>260</sup>.

(xii) É importante garantir a redução de custos para além dos custos tributários<sup>261</sup>.

(xiii) A proposta de centralização dos contratos regulados de energia precisa vir atrelada ao aval dos credores desses contratos<sup>262</sup>.

(xiv) Cabe criar mecanismo eficaz e eficiente de combate à inadimplência por parte das distribuidoras<sup>263</sup>.

(xv) Avaliar a pertinência de implementar a apuração centralizada de desvios entre custo real e repasse tarifário (CVA centralizada)<sup>264</sup>.

(xvi) A centralização das transações de geração precisa levar em consideração o aperfeiçoamento do MCSD de energia nova, em especial a criação de produtos com suspensão de contratos no médio prazo<sup>265</sup>.

(xvii) É importante estabelecer regras de punição das distribuidoras menos

---

257 Brookfield.

258 ABRACE e CONCEN-MS.

259 Neoenergia.

260 PSR.

261 CCEE.

262 SAESA.

263 SAESA, Petrobrás, ABRAGEL e Enel.

264 Instituto Acende Brasil.

265 ESBR.

eficientes na compra de energia<sup>266</sup>.

(xviii) Deve-se prever que a entidade centralizadora tenha a obrigação de apresentar relatórios auditáveis sobre os custos a serem repassados<sup>267</sup>.

(xix) Pertinência de estabelecer um provedor de última instância com obrigação de atendimento físico até um determinado nível de consumo<sup>268</sup>.

(xx) Em razão de seu teor, a implementação dessa proposta deve ser precedida de análise de impacto regulatório<sup>269</sup>.

(xxi) Necessidade de tratamento do caso de retorno de consumidor livre à condição de cativo diante da nova proposta<sup>270</sup>.

(xxii) A assunção de novas competências por parte da CCEE deve ser acompanhada de uma alteração compatível da estrutura e governança da Câmara<sup>271</sup>.

## 6. POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

### 6.1. Síntese da proposta

No capítulo *“possibilidade de separação de lastro e energia”*, o MME propõe *“estabelecer um mecanismo capaz de corrigir [...] a alocação dos custos relacionados ao produto ‘confiabilidade’, que, na ausência da resposta da demanda por todos os consumidores, é um bem comum e, portanto, deve ser custeado por todos os seus beneficiários”*.

Tal mecanismo consiste na *“contratação da confiabilidade (ou adequabilidade) sistêmica separada da gestão do risco comercial de cada agente”*, motivo pela qual é

---

266 Cigré-Brasil e Thymos.

267 AES Eletropaulo.

268 PSR.

269 Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, Goldman Sachs, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga e Conselho de Consumidores da Cosern.

270 PSR.

271 ABRAGEL.

tratada como *“separação de lastro e energia”*.

Nos termos da Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, na qual se sugerem alterações no texto da Lei n. 10.848/2004, a proposta formulada pode ser assim sintetizada:

(i) introdução do conceito de lastro de geração como *“contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica”*;

(ii) determinação para o Poder Concedente definir (ii.1) o lastro de cada empreendimento de geração, (ii.2) o volume total de lastro a ser objeto de contratação e (ii.3) a relação *“dos novos empreendimentos de geração”* habilitados para participar dos processos licitatórios para contratação de lastro;

(iii) definição quanto ao rateio dos custos decorrentes da contratação de lastro (encargo tarifário aplicado aos consumidores, na proporção do consumo de energia elétrica);

(iv) previsão de criação de entidade centralizadora para realizar a gestão da contratação de lastro;

(v) inclusão de rol dos atributos técnicos e físicos dos empreendimentos de geração a serem considerados no processo de contratação de lastro e

(vi) previsão de vedação à contratação de energia de reserva com a implantação da separação de lastro e energia.

Dos temas abordados no Grupo 2 – medidas de destravamento –, o que mais apresenta contribuições é a proposta de separação de lastro e energia. O interesse pelo tema se justifica em razão (i) de suas repercussões no modelo de comercialização, (ii) da mudança que será promovida caso levada a efeito e (iii) da pouca referência de disposições, na medida em que o MME propõe estabelecer, em lei, apenas a possibilidade de implantação da medida.

Das contribuições sobre separação de lastro e energia, é oportuno destacar as propostas de (i) consideração dos contratos lastreados em geração de energia

para fins de rateio dos custos associados à contratação de lastro, (ii) introdução gradual do novo mecanismo, (iii) possibilidade de contratação de lastro de empreendimento existente, (iv) definição e abrangência dos atributos a serem considerados na escolha dos empreendimentos a serem contratados como lastro, (v) tratamento das fontes de geração e (vi) equacionamento das questões afetas à financiabilidade dos projetos.

Importa registrar que dezenas de contribuições convergem para a necessidade de aprofundamento do mecanismo de separação dos produtos lastro e energia, com definição de abrangência, metodologia de cálculo, sistemática dos leilões e forma de precificação dos atributos. Diante desse cenário, foi sugerido que a implementação dessa proposta fosse precedida de análise de impacto regulatório.

### ***Discussão sobre atributos para fins de contratação de lastro***

<b>PROPOSTA MME</b>	
• <b>Confiabilidade</b>	
• <b>Velocidade de respostas às decisões de despacho</b>	
• <b>Contribuição para redução de perdas de energia elétrica</b>	
• <b>Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição</b>	
• <b>Capacidade de atendimento à demanda nos momentos de maior consumo</b>	
• <b>Capacidade de regulação de tensão e de frequência</b>	
<b>CONTRIBUIÇÕES</b>	
<i>Definição em lei</i>	
• <b>Capacidade de prestação de serviços ancilares</b>	
• <b>Histórico de regularização da bacia hidrográfica</b>	

<i>Definição em lei</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidade de redução de emissão de CO<sub>2</sub></li> <li>• Alinhar os atributos à política energética</li> <li>• Maior vida útil</li> <li>• Maior previsibilidade de custos de operação</li> <li>• Capacidade de atração de investimentos</li> <li>• Capacidade de geração de empregos</li> <li>• Consideração de atributos energéticos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remeter para a regulamentação a definição dos atributos</li> </ul>

## 6.2. Contribuições favoráveis à proposta

Apoio integral ao conceito associado à proposta com base nos seguintes argumentos:

(i) A separação de lastro e energia é a melhor alternativa para viabilizar uma expansão eficiente e confiável da geração no SIN<sup>272</sup>.

(ii) A adequada a proposta de tratamento da remuneração de atributos técnicos e físicos dos geradores<sup>273</sup>.

(iii) A proposta de separação de lastro e energia pode ser muito proveitosa para o setor como um todo<sup>274</sup>.

(iv) A separação de lastro e energia é medida que favorece a conservação e o aumento da eficiência energética nos usos finais da energia elétrica<sup>275</sup>.

(v) A comercialização de lastro como um produto de confiabilidade de longo prazo é uma medida que tem grande potencial para tornar o modelo de comercialização mais robusto<sup>276</sup>.

272 PSR.

273 ABRAGE.

274 Sistema Firjan, Elektro, Ecom e Ícone Energia.

275 ICS.

276 GESEL.

(vi) A separação de lastro e energia é um movimento fundamental para a abertura do mercado<sup>277</sup>.

(vii) É adequado que a separação de lastro e energia deve resultar no fim da contratação de energia de reserva<sup>278</sup>.

(viii) A separação de lastro e energia é uma medida que permite alocar o custo da expansão para todos os consumidores<sup>279</sup>.

### 6.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

(i) Incluir disposições na lei que abordem a separação de lastro e energia apenas de maneira principiológica, conferindo espaço para maior detalhamento no processo de regulamentação<sup>280</sup>.

(ii) Adotar, nos dispositivos legais, a expressão *“contratação de confiabilidade de geração”*<sup>281</sup>.

(iii) Definir adequadamente o conceito de lastro de geração no dispositivo legal para servir de base para a estabilidade de regras e regulamentos<sup>282</sup>.

(iv) Prever que a contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade também será motivada por questões de segurança energética<sup>283</sup>.

(v) Decompor o lastro de geração em três parcelas, quais sejam, garantia física (confiabilidade de suprimento energético), capacidade de atendimento à demanda (confiabilidade de suprimento de potência) e estabilidade (estabilidade do suprimento à rede elétrica), podendo essa última parcela ser remunerada na forma de

---

277 Thymos.

278 Engie e PSR.

279 Enel.

280 ANEEL.

281 Enel.

282 Energy Choice.

283 Brookfield.

serviços ancilares<sup>284</sup>.

(vi) Promover o rateio dos custos associados à contratação de lastro segundo o uso dos sistemas de transmissão/distribuição<sup>285</sup>.

(vii) Diferenciar, para fins de rateio de custos, a contratação de lastro voltada ao aumento da confiabilidade sistêmica daquela destinada ao atendimento do consumo de energia elétrica<sup>286</sup>.

(viii) Considerar os contratos lastreados em geração de energia para fins de rateio dos custos associados à contratação de lastro<sup>287</sup>.

(ix) Os custos relativos à contratação centralizada de lastro não devem recair sobre consumidores que já possuem contratos bilaterais que possuem atributos de lastro e energia<sup>288</sup>.

(x) Considerar o encargo associado à contratação de lastro na liquidação financeira do mercado de curto prazo<sup>289</sup>.

(xi) Prever mecanismos para adequada formação de preços de “energia com lastro” e “energia sem lastro”<sup>290</sup>.

(xii) Estabelecer como lastro a atual garantia física das usinas e, paralelamente, estabelecer encargo por potência firme com a finalidade de garantir o atendimento à demanda máxima do sistema<sup>291</sup>.

(xiii) Prever, em lei, as responsabilidades e deveres da administração pública no processo de definição e contratação de lastro, bem como tratar o aspecto da

---

284 EDP Renováveis.

285 Norsk Hydro.

286 Brookfield.

287 ABRAFE, ABAL, ABRACE, Grupo EDP e Elétron Energy.

288 ABRAGE, SAESA e PSR.

289 GV Energy.

290 Replace Consultoria.

291 PSR.

governança setorial desse processo<sup>292</sup>.

(xiv) Permitir a contratação de lastro de empreendimento existente<sup>293</sup>.

(xv) Estabelecer regras de transição aplicáveis a usinas e contratos existentes<sup>294</sup>.

(xvi) Não promover distinção entre contratação de lastro proveniente de empreendimentos novos ou existentes<sup>295</sup>.

(xvii) Prever tratamento especial para os empreendimentos de geração binacionais regidos por Tratado<sup>296</sup>.

(xviii) Permitir a oferta de contratos legados em leilões de contratação de lastro<sup>297</sup>.

(xix) Criar mercado secundário de lastro, de maneira a permitir a transferência desse produto entre os agentes<sup>298</sup>.

(xx) Aplicar o mecanismo de separação de lastro e energia de forma compulsória apenas para contratação de novos empreendimentos, sendo facultativa a participação de empreendimentos existentes, observada a simplicidade regulatória no tratamento desses dois ambientes<sup>299</sup>.

(xxi) Devem ser aperfeiçoados os critérios de qualificação das empresas que participarão dos leilões de oferta de lastro<sup>300</sup>.

(xxii) A adoção do mecanismo de separação de lastro e energia deve ser

---

292 Grupo EDP.

293 Petrobrás, Engie, Alupar, ESBR, Instituto Acende Brasil, AES Tietê, ABRAGEL, Enel, APINE, Neoenergia, Brookfield, Grupo CPFL, Grupo EDP e Bolognesi Energia.

294 Grupo EDP.

295 Brookfield.

296 Eletrobrás.

297 Grupo CPFL.

298 Grupo CPFL.

299 CCEE.

300 CEMIG.

gradual, a médio e longo prazos<sup>301</sup>.

(xxiii) Implementar a separação de lastro e energia em 2019, de modo a permitir a discussão do modelo de transição em 2018<sup>302</sup>.

(xxiv) Estabelecer período de transição no qual haveria a separação contábil dos produtos lastro e energia<sup>303</sup>.

(xxv) A implementação da proposta de separação de lastro e energia, em virtude de seu desafio, deve observar período de transição para não comprometer a segurança de suprimento de energia elétrica<sup>304</sup>.

(xxvi) A efetiva separação de lastro e energia deve ocorrer de forma simultânea à implementação da definição de preços em base horária<sup>305</sup>.

(xxvii) Associar, ao lastro das usinas termelétricas, a garantia física acrescida da precificação adequada de seus atributos<sup>306</sup>.

(xxviii) Submeter, a processo de audiência pública, os modelos computacionais utilizados na valoração dos atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro<sup>307</sup>.

(xxix) Tratar corretamente os atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro para garantir a escolha adequada das fontes<sup>308</sup>.

(xxx) Incluir os serviços ancilares no rol de atributos a serem considerados na contratação de lastro<sup>309</sup>.

---

301 Safira, Casa dos Ventos, Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, ABSOLAR, Grupo CPFL, Grupo EDP e Câmara Setorial de Energias Renováveis.

302 ABRACEEL.

303 ABEEólica.

304 CEMIG, COGEN, SindiEnergia-CE, Eletrobrás, Minas PCH, Votorantim Energia, EDP Renováveis, ABRACE, Soma Consultoria, CCEE e ABEEólica.

305 Grupo CPFL e Goldman Sachs.

306 ABRAGET.

307 Neoenergia, Brookfield, ABEEólica e HE Energia.

308 COGEN e CTBE.

309 Neoenergia.

(xxxix) Incluir, entre os atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro, o histórico de regularidade da bacia hidrográfica<sup>310</sup>.

(xxxixii) Remeter, para a regulamentação, a definição dos atributos físicos e técnicos dos empreendimentos habilitados para fins de contratação de lastro de geração<sup>311</sup>.

(xxxixiii) Incluir, entre os atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro, a redução da emissão de CO<sub>2</sub> e a capacidade de prestação de serviços ancilares<sup>312</sup>.

(xxxixiv) Considerar, na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro, aspectos ambientais, tais como o nível de emissão de gases de efeito estufa<sup>313</sup>.

(xxxixv) Os atributos físicos e técnicos considerados no processo de contratação de lastro devem estar alinhados com a política energética<sup>314</sup>.

(xxxixvi) Incluir, entre os atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro, a contribuição sistêmica de usinas hidrelétricas para a regularização de vazões, bem como a economicidade proporcionada aos consumidores em virtude da maior vida útil e da maior previsibilidade dos custos de operação das centrais<sup>315</sup>.

(xxxixvii) Incluir, entre os atributos técnicos e físicos das usinas contratadas como lastro, a capacidade de atração de investimentos e geração de empregos, a previsibilidade do preço do recurso primário para geração de energia e a quantidade de recursos hídricos para produção de energia<sup>316</sup>.

---

310 SAESA.

311 EDP Renováveis, Enel, APINE, Neoenergia e ABEEólica.

312 ONS.

313 UNICA, Instituto Acende Brasil, Casa dos Ventos, Alsol e ABSOLAR.

314 Neoenergia.

315 Voith Hydro.

316 Alsol e ABSOLAR.

(xxxviii) Considerar atributos energéticos para fins de contratação de lastro<sup>317</sup>.

(xxxix) Deve ser suprimido o rol de atributos para fins de contratação de lastro, de maneira a permitir irrestrita consideração de parâmetros técnicos, físicos, socioambientais, entre outros<sup>318</sup>.

(xl) A consideração dos atributos técnicos e físicos deve ser feita através de contratos de prestação de serviços ancilares, *ex-ante*, de médio ou longo prazo<sup>319</sup>.

(xli) Estabelecer regra para aferição dos atributos de “lastro” e sua revisão periódica<sup>320</sup>.

(xlii) Definição clara dos montantes de lastro a serem contratados por tipo de fonte<sup>321</sup>.

(xliii) Garantir a realização de leilões de lastro e de energia para as fontes alternativas e renováveis<sup>322</sup>.

(xliv) Promover incentivo à contratação de lastro proveniente de fontes renováveis<sup>323</sup>.

(xlv) Realizar diferenciação entre as fontes de geração de maneira a evitar favorecimento das fontes fósseis<sup>324</sup>.

(xlvi) Estabelecer meta de contratação anual para a bioeletricidade<sup>325</sup>.

(xlvii) Necessidade de fixar limite de custo de geração para fins de contratação de lastro (evitar proliferação de fontes de baixo custo de implantação com

---

317 ABSOLAR.

318 Alupar.

319 Engie.

320 Replace Consultoria.

321 ABRAGET, Petrobrás, Ipar Participações e Grupo CPFL.

322 Minas PCH, Soma Consultoria e Grupo CPFL.

323 Cigré-Brasil e Thymos.

324 UFBA e Eletrobrás.

325 CTBE.

elevados custos de geração)<sup>326</sup>.

(xlviii) Considerar, no processo de habilitação de empreendimentos para fins de contratação de lastro, o compromisso assumido pelo governo brasileiro na COP21 para combate às mudanças climáticas<sup>327</sup>.

(xlix) Estabelecer mecanismo de incentivos que promova a remuneração do empreendedor quanto aos atributos de cada fonte para a confiabilidade do sistema, considerando inclusive as novas tecnologias<sup>328</sup>.

(l) Adotar indicadores de performance para apurar o cumprimento das obrigações decorrentes da contratação de lastro de geração<sup>329</sup>.

(li) Explicitar, juntamente com a proposta de separação de lastro e energia, o conceito de serviços para criação de um mercado de serviços ancilares e estímulo à resposta pelo lado da demanda<sup>330</sup>.

(lii) Estabelecer a obrigação do Poder Concedente de publicar anualmente a matriz energética pretendida para novas contratações de lastro de geração<sup>331</sup>.

(liii) Prever a realização de leilões para contratação de lastro e leilões para contratação de energia com prazos similares e suficientes para garantir a financiabilidade da expansão da geração<sup>332</sup>.

(liv) Deve-se permitir que o gerador faça a opção por negociar lastro e energia em um único leilão (comercialização conjugada)<sup>333</sup>.

(lv) Adotar margens de segurança de contratação adicional de lastro em

---

326 Neoenergy Consultoria.

327 Enel, Alsol e ABEEólica.

328 AES Tietê.

329 ABRAFE.

330 ABAQUE e ABAL.

331 Enel e Brookfield.

332 Grupo CPFL.

333 MRTS Consultoria.

virtude da interrupção do processo de contratação de energia de reserva<sup>334</sup>.

(lvi) Prever a fixação de preço mínimo nos leilões de contratação de lastro e de energia<sup>335</sup>.

(lvii) Estabelecer a obrigação de realização de processos licitatórios para contratação de lastro de geração (a proposta original apresenta apenas a possibilidade de realização de leilões)<sup>336</sup>.

(lviii) Realizar leilões para promover a comercialização concomitante do lastro e de contratos de energia, tanto para o mercado cativo quanto para os interessados no mercado livre<sup>337</sup>.

(lix) Promover a contratação concomitante de lastro e energia durante o período de transição<sup>338</sup>.

(lx) Garantir que a contratação de lastro possa ser feita também de forma bilateral (não apenas via leilões), para que os consumidores livres possam assumir a gestão de suas contratações<sup>339</sup>.

(lxi) Estabelecer, em lei, as penalidades por descumprimento das obrigações decorrentes da contratação de lastro<sup>340</sup>.

#### **6.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Não se mostra segura uma reforma tão significativa, que envolve a separação de lastro e energia, com a fundamentação apresentada (tal reforma contém viés intervencionista e gera complexidade ao desenho institucional)<sup>341</sup>.

---

334 Neoenergia.

335 Ipar Participações.

336 EDP Renováveis.

337 ABRACEEL.

338 Grupo EDP.

339 ABRACE.

340 Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace e Brookfield.

341 Instituto Ilumina.

(ii) A separação de lastro e energia não encontra fundamentação econômica, na medida em que não é possível promover uma avaliação racional dessa proposta<sup>342</sup>.

(iii) Testar outras alternativas de participação dos consumidores livres na expansão do sistema antes de implementar a separação de lastro e energia<sup>343</sup>.

(iv) A separação de lastro e energia acabará por dificultar e encarecer o financiamento da expansão do setor elétrico, além de reduzir a possibilidade de ingresso de novos agentes<sup>344</sup>.

(v) A separação de lastro e energia tornará mais difícil o processo de financiamento, na medida em que apenas parte da receita do gerador estará associada a contrato de longo prazo (contrato de lastro)<sup>345</sup>.

## 6.5. Ponderações/reflexões

(i) Necessidade de esclarecer se a medida de separação de lastro e energia é apenas uma possibilidade ou se será levada a efeito<sup>346</sup>.

(ii) Necessidade de aprofundamento do mecanismo de separação dos produtos lastro e energia, com definição de abrangência, metodologia de cálculo, sistemática dos leilões e precificação<sup>347</sup>.

(iii) Necessidade de explicitar, na lei, os critérios de precificação do lastro<sup>348</sup>.

---

342 COPEL.

343 Replace Consultoria.

344 UFBA.

345 MRTS Consultoria, SINERGIA e CONCEN-MS.

346 ABRAGE e AES Eletropaulo.

347 ABRAGET, SAESA, ONS, UNICA, Safira, MC&E Consultoria, Instituto Acende Brasil, Brasil PCH, ABRAGEL, AES Eletropaulo, Minas PCH, ANEEL, Equatorial Energia, Votorantim Energia, Norsk Hydro, Enel, CONCCEL-PC, ABRACE, ABSOLAR, Conselho de Consumidores da CEMIG, Tenda Atacado, Brookfield, Grupo CPFL, ABEEólica, Energy Choice e Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga.

348 Engie.

(iv) O desenho adequado de mercado de lastro (capacidade) não pode prescindir de um mercado funcional de energia<sup>349</sup>.

(v) Ressalta-se que a correta sinalização para atração de investimentos é crítica neste processo de reestruturação legislativa, onde se busca nova forma de comercialização calcada na separação de lastro e energia<sup>350</sup>.

(vi) É desejável que a implementação do modelo proposto ocorra em um ambiente de concorrência das fontes de financiamento<sup>351</sup>.

(vii) A flexibilização do marco legal, retratada na possibilidade de separação de lastro e energia, pode tornar o arcabouço regulatório muito volátil, motivo pelo qual é recomendável que, em vez de conferir a possibilidade, a lei apresente data-limite para implementação do mecanismo proposto<sup>352</sup>.

(viii) Deve-se garantir que as obrigações de confiabilidade exigidas na contratação de lastro sejam compatíveis com as obrigações atuais vinculadas à garantia física de empreendimentos de geração existentes<sup>353</sup>.

(ix) Adotar a garantia física como limite de venda quando da realização de processo licitatório para contratação de lastro<sup>354</sup>.

(x) Não é adequado promover a separação de lastro e energia sem reavaliar os conceitos de confiabilidade e de segurança de suprimento utilizados no cálculo de garantia física<sup>355</sup>.

(xi) A implementação da proposta de separação de lastro e energia não pode vedar a contratação de energia de reserva<sup>356</sup>.

---

349 FGV.

350 Brookfield.

351 ABRAGE.

352 PSR.

353 ABRAGEL e Brookfield.

354 Neoenergia.

355 Clube de Engenharia.

356 SME-RS e Petrobrás.

(xii) Com a separação de lastro e energia, a viabilidade econômica de usinas hidrelétricas dependerá da existência de mercado de curto prazo maduro com preços críveis<sup>357</sup>.

(xiii) A implantação da separação de lastro e energia deve respeitar os direitos já outorgados e as estratégias comerciais estabelecidas pelos agentes de geração e consumo, uma vez que essas estratégias nortearam suas decisões de investimentos de longo prazo<sup>358</sup>.

(xiv) A contratação de lastro deve ser de longo prazo (mínimo de 10 anos) para atrair novos investimentos e minimizar o risco de contaminação dos preços em situações conjunturais desfavoráveis<sup>359</sup>.

(xv) A implementação dessa proposta deve ser precedida de análise de impacto regulatório<sup>360</sup>.

(xvi) A separação de lastro e energia para novos empreendimentos pode criar uma concorrência desequilibrada no ACL entre energia nova e energia existente<sup>361</sup>.

(xvii) É importante garantir a viabilidade econômica dos novos projetos de geração diante da implantação da proposta de separação de lastro e energia<sup>362</sup>.

(xviii) As fontes intermitentes, como as eólicas e as solares, podem ter sua viabilidade reduzida com a separação de lastro e energia em virtude da forma de valorar os atributos dessas fontes<sup>363</sup>.

(xix) Com a separação de lastro e energia, as fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) devem dispor de mecanismo de longo prazo que estabilize as

---

357 Neoenergia.

358 Brookfield.

359 Brookfield.

360 Abiclor, Abiquim, Abividro, Anace, Conselho de Consumidores da RGE, ABRACE, ABSOLAR, ABEEólica, Goldman Sachs e FGV.

361 ESBR.

362 ABRAFE, Neoenergia, ABSOLAR e Grupo EDP.

363 MRTS Consultoria.

receitas desses agentes por meio da redução do risco de preço<sup>364</sup>.

(xx) A separação de lastro e energia pode gerar sinal econômico favorável às fontes intermitentes, o que aumenta a complexidade da operação e eleva a necessidade de maior segurança operativa<sup>365</sup>.

(xxi) As disposições infra-legais atinentes à separação de lastro e energia devem abordar questões como o prazo de antecipação da contratação, a forma de aferição de lastro e a base de rateio dos custos associados<sup>366</sup>.

(xxii) Necessidade de esclarecer se a conta reserva será substituída por parcela de ajuste dentro da conta lastro para fins de definição do lastro total, se a parcela do consumo coberta por contratos será considerada no rateio dos custos associados à contratação de lastro, se haverá a possibilidade de recontratar lastro ao término dos contratos vigentes e se haverá mercado de lastro fora da conta lastro<sup>367</sup>.

(xxiii) O êxito do mecanismo de separação de lastro e energia depende da credibilidade do mercado de curto prazo, do fortalecimento do mercado de serviços ancilares e da aceitação das instituições financeiras em relação ao pacote "lastro+energia"<sup>368</sup>.

(xxiv) Os incentivos à contratação podem advir do aprimoramento do sistemas de garantias financeiras, da diminuição do período de contabilização e da introdução do mercado *ex-ante*<sup>369</sup>.

(xxv) Garantir a adequada precificação de usinas hidrelétricas a fio d'água,

---

364 Neoenergia.

365 Associação dos empregados da Eletrobrás.

366 Engie.

367 APINE.

368 Instituto Acende Brasil, ABRAGEL, Minas PCH, Casa dos Ventos, GESEL e Grupo EDP.

369 Luciano Freire.

cuja produção apresenta características sazonais<sup>370</sup>.

(xxvi) A implementação da proposta de separação de lastro e energia deve observar a existência dos contratos legados, conferir tratamento para o lastro existente e endereçar a questão do *“missing money”*<sup>371</sup>.

(xxvii) A expansão da oferta conduzida pela contratação de lastro exige regras mais claras e vinculantes nos acordos de integração energética firmados com os países vizinhos<sup>372</sup>.

(xxviii) Avaliar a possibilidade de converter contratos de energia de reserva em contratos de lastro, bem como a conversão de CCEARs atrelados a UTEs com CVU elevado em contratos de reserva de capacidade<sup>373</sup>.

(xxix) O novo empreendimento de geração habilitado para ser contratado como lastro pode estar vinculado a contratos de prestação de serviços ancilares e a contratos de energia<sup>374</sup>.

(xxx) Adotar os CCEARs de energia nova como objeto dos leilões de excedentes, de maneira a garantir uma transferência da responsabilidade pelo lastro de forma gradual ao longo do tempo<sup>375</sup>.

(xxxi) Garantir que a projeção da carga de energia e de demanda, para fins de contratação de lastro, seja realizada por uma instituição central, a partir dos dados de carga de energia e de demanda das distribuidoras e dos clientes livres<sup>376</sup>.

(xxxii) Pertinência de segregar a componente *“incentivada”* do produto energia, de maneira a viabilizar a comercialização separada de certificados de energia

---

370 SAESA.

371 Elektro, SAESA, ABRAGEL e ABEEólica.

372 BRACIER.

373 ONS.

374 Engie.

375 Equatorial Energia.

376 Grupo EDP.

verde<sup>377</sup>.

(xxxiii) A implantação da separação de lastro e energia deve ocorrer após maturação dos conceitos e equacionamento das questões afetas à financiabilidade da expansão<sup>378</sup>.

(xxxiv) A separação de lastro e energia não pode retirar vantagens da contratação de longo prazo, bem como comprometer a possibilidade de dação dos recebíveis em garantia de financiamento<sup>379</sup>.

(xxxv) Deve-se avaliar a pertinência de promover o destravamento dos leilões de energia regionais<sup>380</sup>.

(xxxvi) Necessidade de constituição de fundo de investimento setorial, formado com recursos advindos de renovações e licitações de concessões, para garantir os recursos financeiros necessários à expansão da oferta de energia<sup>381</sup>.

(xxxvii) Pertinência de criação, em lei, da possibilidade de venda de excedentes de energia de reserva via entidade centralizadora<sup>382</sup>.

---

377 Cigré-Brasil, Thymos, ABEEólica e CTBE.

378 Thymos.

379 Eneva.

380 CONCEL-MT.

381 Energy Choice.

382 CCEE.



## ► GRUPO3. Alocação de custos e racionalização

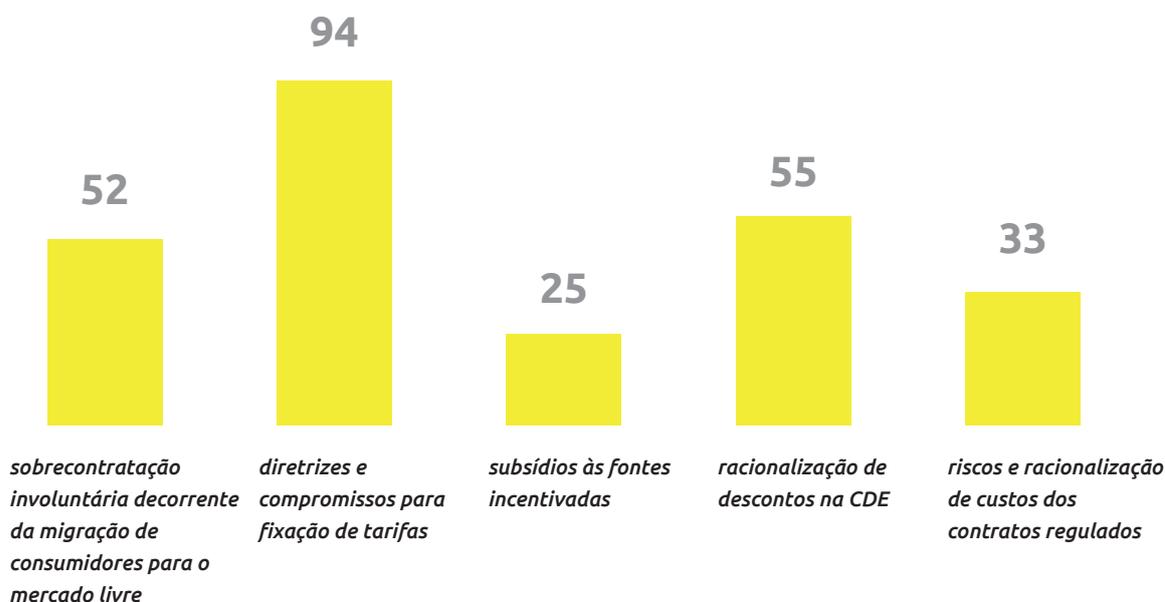
### 1. ESCOPO

Conforme apontado na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, foram condensadas no “Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização” as propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico concernentes à “correção de incentivos e racionalização de subsídios ou incentivos, com observância dos requisitos formais e legais, mitigando riscos judiciais por meio do instrumento legal e esclarecendo regras de enquadramento”.

Os pontos abordados no referido Grupo 3 distribuem-se em cinco subtópicos:

(i) “sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre”; (ii) “diretrizes e compromissos para fixação de tarifas”; (iii) “subsídios às fontes incentivadas”; (iv) “racionalização de descontos na CDE” e (v) “riscos e racionalização de custos dos contratos regulados”.

**Número de agentes que contribuíram em cada subtópico**



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

No capítulo *“sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre”*, foram propostas medidas voltadas à *“administração dos efeitos da ampliação do mercado livre”* e à correspondente *“transição do modelo comercial”*, *“com redução das rigidezes contratuais presentes no segmento regulado”*.

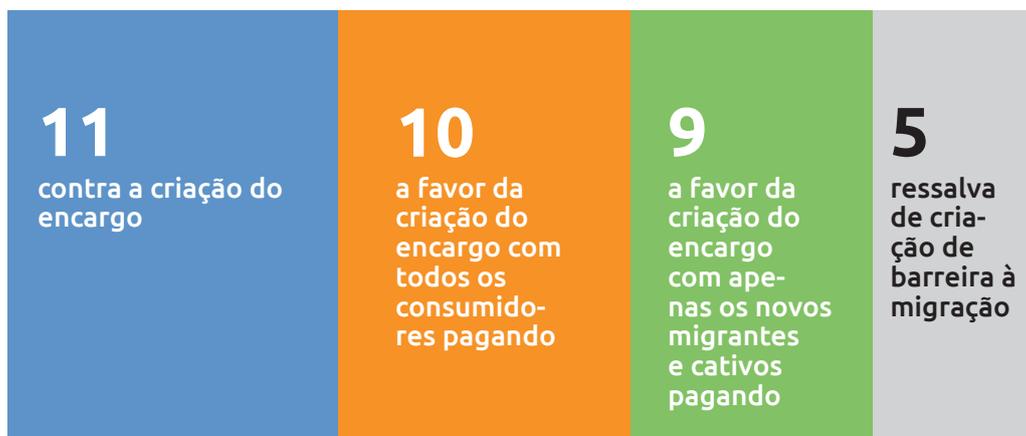
Tais medidas podem ser sintetizadas nas previsões de que:

(i) as distribuidoras de energia elétrica *“poderão vender, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado”*, tendo como possíveis compradores consumidores livres, comercializadores, geradores e autoprodutores.

(ii) o resultado da venda em questão – positivo ou negativo – será considerado na contabilização dos custos das distribuidoras com a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre, custos esses calculados pela ANEEL e que *“serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário”* a ser regulamentado pelo Poder Executivo, movimentado pela CCEE e *“cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica”*.

Conforme se evidenciará a seguir, as contribuições acerca do tema dizem respeito, essencialmente, (i) à discussão quanto à circunstância de a migração de consumidores para o mercado livre estar abrangida ou não no risco do negócio de distribuição, (ii) à necessidade de criação do encargo tarifário em apreço, diante dos demais instrumentos de gestão do portfólio das distribuidoras, e (iii) ao universo de pagantes do encargo – notadamente se a inclusão dos próprios migrantes nesse rol comprometeria a expansão do mercado livre.

## Criação de novo encargo tributário



### 2.1. Contribuições favoráveis à proposta

(i) Concordância integral com a proposta<sup>1</sup>.

(ii) Concordância com a proposta, com a observação de que a alocação assimétrica de riscos sistêmicos entre o mercado livre e o mercado regulado não pode prosperar, uma vez que isso promove incentivos perversos à migração, caracterizando subsídios cruzados<sup>2</sup>.

(iii) Apoio à proposta, desde que os contratos originais não sejam impactados, devido ao financiamento dos empreendimentos de geração<sup>3</sup>.

(iv) Concordância com a proposta, desde que mantidas as condições que visem à modicidade tarifária<sup>4</sup>.

(v) Concordância com a proposta, à qual deve ser acrescentado que, após a migração, o valor passe a ser cobrado do consumidor no âmbito das liquidações da CCEE, ou seja, o valor deixe de ser arrecadado pela distribuidora, passando a ser

1 COPEL, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda., ABEEOLICA, Casa dos Ventos, AES Eletropaulo e Equatorial.

2 EDP.

3 Santo Antônio Energia S.A. – SAESA.

4 Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Mato Grosso – CONCEL.

de responsabilidade da CCEE<sup>5</sup>.

(vi) Concordância com a proposta de normatização da venda de excedentes, com a observação de que são necessários outros mecanismos de flexibilização da contratação, como a negociação de contratos entre distribuidoras, bem como a renegociação de contratos diretamente com os geradores<sup>6</sup>.

(vii) Concordância com a proposta, com a observação de que o conceito de sobrecontratação involuntária deve ser estendido, abarcando impactos causados pela geração distribuída, políticas de eficiência energética e eventuais alterações nos contratos de energia cuja compra é compulsória<sup>7</sup>.

(viii) Concordância com a proposta, com a ressalva de que a introdução dos leilões centralizados para a venda de excedentes deverá ser precedida pela regulamentação e introdução da centralizadora de contrato<sup>8</sup>.

## **2.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Regulamentar os mecanismos já existentes para aliviar a sobrecontratação das distribuidoras – como a venda de excedentes prevista na Lei n. 13.360/2016 –, permitindo a cessão de contratos, inclusive, para consumidores livres<sup>9</sup>.

(ii) Estender aos agentes do mercado livre a responsabilidade pela previsão da carga<sup>10</sup>.

(iii) Remunerar as distribuidoras pelo gerenciamento do risco atinente à compra de energia para o mercado cativo<sup>11</sup>.

---

5 Equatorial.

6 ENEL.

7 ENEL.

8 ENEL.

9 Replace Projetos e Consultoria em Energia, Ícone Energia, ABRACEEL e PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA (contribuição elaborada a pedido da ABRACEEL).

10 COPEL.

11 COPEL.

(iv) Estender as previsões concernentes às concessionárias de distribuição às permissionárias, pois as cooperativas estão sujeitas às mesmas condições de mercado que as concessionárias de distribuição<sup>12</sup>.

(v) Ampliar as possibilidades de negociação bilateral para alívio da sobrecontratação das distribuidoras, mediante a extensão das transações para outros geradores que não o vendedor, bem como a comercializadores, autoprodutores e consumidores livres<sup>13</sup>.

(vi) Esclarecer as questões de saber (i) *“como fica a quantificação monetária por unidade de energia em tarifas de potência que são quantificadas por unidade de potência”*, e (ii) quando as tarifas de transmissão são fixadas e com qual periodicidade (anual?)<sup>14</sup>.

(vii) Ressalvar que a criação de encargo representa barreira à migração para o ACL, podendo inviabilizar a ampliação do mercado ou aumentar a judicialização<sup>15</sup>.

(viii) Ressalvar que, como estão sendo rateados os custos da migração, devem ser rateados também os benefícios – acesso do ACL à energia convencional/mais barata decorrente das sobras involuntárias também pelos consumidores especiais<sup>16</sup>.

(ix) Utilizar recursos decorrentes das privatizações do setor para minimizar os custos dos contratos legados<sup>17</sup>.

(x) Esclarecer como se dará a venda pelas distribuidoras no que se refere aos contratos legados e como serão tratados os aspectos legais/operacionais junto ao

---

12 Sistema OCB.

13 Replace Projetos e Consultoria em Energia e Instituto Acende Brasil.

14 Cigré Brasil.

15 Cigré Brasil, Comerc Energia, Ecom Energia, Thymos Energia, PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA – Contribuição elaborada a pedido da ABRACEEL.

16 Cigré Brasil.

17 Cigré Brasil.

BNDES no que se refere aos contratos de energia nova<sup>18</sup>.

(xi) Proceder à venda de energia com base no portfólio das distribuidoras, de maneira que essas assumam todos os riscos, em vez de promover a cessão do contrato a terceiros, como é feito atualmente<sup>19</sup>.

(xii) Prorrogar a aplicação do encargo até 2019, no mínimo<sup>20</sup>.

(xiii) Discutir qual seria o efeito na concorrência do mercado devido à venda de sobras<sup>21</sup>.

(xiv) Proporcionar mais opções aos geradores na venda de eventuais sobras<sup>22</sup>.

(xv) Revisar o prazo para regresso ao mercado regulado, para que seja inferior a um ano, *“especialmente quando não causam custos e, se causam, que tenham a opção de voltar compensando esses custos”*<sup>23</sup>.

(xvi) Ressalvar que os consumidores livres que migrem ou tenham migrado de acordo com as regras vigentes não devem pagar pela eventual sobrecontratação das distribuidoras de energia, restringindo-se o pagamento do encargo aos consumidores cativos e àqueles que migrem após a alteração do marco legal referente ao tema<sup>24</sup>.

(xvii) Ressalvar que a afirmação do MME de que a cobrança do encargo também deve ser feita dos consumidores livres, em razão de esses consumidores terem se beneficiado de assimetrias de mercado no passado, é genérica, bem como que (a) os preços praticados no mercado livre são superiores aos do regulado, (b) as distribuidoras têm condições de prever a migração, o que mitiga o

---

18 Cigré Brasil.

19 Cigré Brasil.

20 Cigré Brasil.

21 HE Assessoria em Energia LTDA.

22 HE Assessoria em Energia LTDA.

23 HE Assessoria em Energia LTDA.

24 Replace Projetos e Consultoria em Energia, Grupo Elétron Energy, ABRACEEL, Grupo Pão de Açúcar, Tenda Atacado, ABRACE e Norsk Hydro.

risco de sobrecontratação, (c) a proposta do MME permite que um consumidor do Nordeste pague encargo pela sobrecontratação de energia de distribuidora do Sul, (d) a migração não é o único responsável pela sobrecontratação, (e) a decisão adotada por quem já migrou se baseou nas regras atuais, (f) a aplicação do encargo aos consumidores que migraram a muitos anos é injusta, pois não provocaram atual sobrecontratação<sup>25</sup>.

(xviii) Ressalvar que está incompleta a premissa do MME de que o ACL teria se beneficiado da expansão do sistema, custeada exclusivamente pelo ACR, haja vista que os contratos de longo prazo do ACL, assim como os do ACR, também contribuem com a expansão do sistema. Ademais, vale destacar o caso das usinas estruturantes, em que o mecanismo de leilões adotado gerava modicidade para os contratos destinados ao ACR (que definiria o vencedor do leilão) com a contrapartida implícita de preços mais elevados para o ACL<sup>26</sup>.

(xix) Caso seja aprovado o encargo, autorizar que quem migrou possa retornar ao mercado regulado em menor prazo<sup>27</sup>.

(xx) Fazer com que a proposta de comercialização dos excedentes das distribuidoras, fruto da migração, seja coerente com a metodologia de separação de lastro e energia. Ademais, avaliar a necessidade de se impor sistemática de precificação da energia vendida<sup>28</sup>.

(xxi) Ressalvar que os vendedores originais dos contratos firmados com as distribuidoras (que resultaram nos excedentes) não devem continuar como contrapartes na negociação de venda de excedentes no mecanismo centralizado a ser regulamentado pela ANEEL<sup>29</sup>.

---

25 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

26 ABRACE.

27 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

28 Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE.

29 Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE.

(xxii) Deixar mais claro como se dará a venda de excedentes pelas distribuidoras e como serão tratados os aspectos legais e operacionais junto ao BNDES (inclusive em caso de *default* do comprador dessa energia).<sup>30</sup>

(xxiii) Estabelecer limite máximo para a recomposição da receita da distribuidora, como incentivo à boa gestão.<sup>31</sup>

(xxiv) Prever que o encargo tarifário criado no intuito de custear os efeitos da migração de consumidores para o ACL também deve abranger os custos da inserção da geração distribuída e da autoprodução<sup>32</sup>.

(xxv) Estabelecer métricas claras para definição do que é o excesso de energia contratada causado especificamente pela migração de clientes para o mercado livre, de forma a não repassar custos estranhos ao consumidor livre<sup>33</sup>.

(xxvi) Esclarecer se a venda dos excedentes será de lastro e energia ou somente energia<sup>34</sup>.

(xxvii) Estabelecer que escassa oferta de energia das fontes incentivadas, hoje em parte detida pelas distribuidoras e fonte exclusiva para contratação pelos consumidores especiais, deve ter prioridade na descontração, buscando manter a oferta para o nicho restrito, porém sem aplicação de descontos que onerem a CDE<sup>35</sup>.

(xxviii) Considerar a denúncia de migração do agente como o marco considerado na sua opção de migração, não podendo ter as condições de sua análise alteradas<sup>36</sup>.

---

30 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET e Comerc Energia.

31 Conselho de Consumidores – CPFL Paulista e CPFL Piratininga.

32 Grupo CEEE, Energisa e ABRADÉE.

33 Engie.

34 Engie.

35 Ecom Energia.

36 Ecom Energia.

(xxix) Garantir o máximo esforço das distribuidoras para minimizar a sobre-contratação involuntária decorrente das migrações.<sup>37</sup>

(xxx) Ressalvar que os leilões voltados a realocar os CCEAR ao mercado livre iriam experimentar a dificuldade de obtenção de interessados em contratos muito longos (que poderia comprometer seu sucesso como solução), afetando diretamente as garantias dos agentes financeiros, quer seja pelo prazo, quer seja pela titularidade (“ratings” de risco distintos)<sup>38</sup>.

(xxxi) Promover não apenas o repasse de contratos, mas a venda de produtos mais adequados com base no lastro já contratado nos leilões de expansão<sup>39</sup>.

(xxxii) Pensar em novos produtos, apenas lastreados pelo lastro já contratado no ACR, haja vista que a energia de contratos relativamente antigos, em decorrência da indexação financeira presente nos contratos regulados, pode estar muito mais cara que a energia a preços de mercado, dificultando e até mesmo inviabilizando o simples repasse de contratos do ACR nas mesmas condições<sup>40</sup>.

(xxxiii) Ressalvar o risco de ocorrer a revenda de contratos legados caros ao mercado livre a um preço muito barato, o que não estaria em linha com o objetivo de modicidade tarifária para os consumidores regulados de minimizar o custo de compra de energia. No mecanismo de leilão, o planejador central teria papel importante em não permitir o repasse em condições que não representem os interesses dos consumidores<sup>41</sup>.

(xxxiv) Estabelecer novo ponto de referência para a socialização dos custos e benefícios de todo o bloco de contratos legados. Um leilão de energia existente

---

37 ABRACEEL, ANEEL e ABRACE.

38 MRTS Consultoria e Engenharia LTDA.

39 MRTS Consultoria e Engenharia LTDA.

40 MRTS Consultoria e Engenharia LTDA.

41 PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA – Contribuição elaborada a pedido da ABRACEEL.

ou leilão de excedentes poderia ser usado para determinar esta referência<sup>42</sup>.

(xxxv) Estabelecer que tanto contratos “baratos” quanto contratos “caros” teriam o mesmo tratamento, e o custo dos contratos legados seria dividido em duas componentes: (i) componente correspondente à diferença de custo entre os contratos legados e o preço de referência pode ser tratada como um legado histórico pelo qual nenhum agente em específico é responsável, e portanto que deve ser socializada entre todos os consumidores; e (ii) a segunda componente representa uma remuneração pela estratégia de comercialização de cada agente individual, e é dada pela diferença entre o preço de referência e o valor dos novos contratos firmados<sup>43</sup>.

(xxxvi) Explicitar a prioridade entre os mecanismos de ajuste de portfólios das distribuidoras, especialmente no ambiente infralegal (regulatório), na seguinte ordem: privilegiar trocas bilaterais, depois aplicar MCSD, e só então recorrer à venda no ACL<sup>44</sup>.

(xxxvii) Respeitar contratos existentes<sup>45</sup>.

(xxxviii) Eliminar a faculdade de redução de contratação em 4% dos CCEARs, já que está sendo aumentada a flexibilidade de gestão dos portfólios<sup>46</sup>.

(xxxix) Adotar o mecanismo centralizado para venda de excedentes de energia das distribuidoras para acomodar impactos como o crescimento da geração distribuída, que também pode gerar sobrecontratação<sup>47</sup>.

(xl) Perseguir o equilíbrio entre a migração e a necessidade das distribuidoras

---

42 PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA – Contribuição elaborada a pedido da ABRACEEL.

43 PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA – Contribuição elaborada a pedido da ABRACEEL.

44 Instituto Acende Brasil.

45 Instituto Acende Brasil.

46 Instituto Acende Brasil.

47 Instituto Acende Brasil.

de não arcar com o custo de uma energia que lhe é involuntariamente imposta<sup>48</sup>.

(xli) Prever mecanismos de mercado para tratamento do excedente financeiro gerado pela diferença de preços entre submercados, de tal forma que todos os agentes de mercado possam participar de forma concorrencial<sup>49</sup>.

(xlii) Buscar, primeiramente, a compensação entre as distribuidoras e, em último caso, a venda de energia do ambiente regulado para o ambiente livre<sup>50</sup>.

(xliii) Circunscrever o encargo tarifário decorrente da sobrecontratação aos consumidores pertencentes ao mercado regulado, pois o consumidor livre, ao escolher migrar para o ACL, também o fez pela maior possibilidade de gestão de riscos<sup>51</sup>.

(xliv) Ofertar os excedentes das distribuidoras de acordo com o regime jurídico e regulatório do respectivo contrato do qual se originaram<sup>52</sup>.

(xlv) Retirar, da redação proposta para o art. 4º, § 13, da Lei n. 9.074/1995, a indicação de "autoprodutores" no inciso IV, a qual não será necessária, caso o produtor realmente se torne uma espécie de consumidor<sup>53</sup>.

(xlvi) Definir a forma de cobrança do encargo da Conta-ACR dos consumidores livres pelas distribuidoras (que continuarão responsáveis por arrecadar o encargo e manter o fluxo de amortização do financiamento), preservando-se os contratos originais de empréstimo e respectivas obrigações então assumidas, garantindo a segurança e solidez das operações de crédito contraídos junto aos bancos credores<sup>54</sup>.

(xlvii) Fixar a data a partir da qual vigorará a obrigação de pagamento do

---

48 ABAQUE.

49 Luciano Freire.

50 Neoenergia.

51 Simple Energy.

52 CCEE.

53 CCEE.

54 CCEE.

encargo pelos consumidores cativos que venham a migrar ao ACL, evitando divergências futuras quanto ao alcance deste comando. Entende-se que não é intenção do MME retroagir esta previsão sobre os consumidores livres já migrados<sup>55</sup>.

(xlviii) Restringir a possibilidade de venda de energia sobrecontratada apenas àquela excedente em função da migração de consumidores<sup>56</sup>.

(xlix) Realizar leilões de venda separados por tipo de energia, energia sem risco hidrológico associado, energia por disponibilidade e energia proveniente de usinas repactuadas ou cotistas<sup>57</sup>.

(l) Criar comprador único que (i) assuma os contratos excedentes das distribuidoras; (ii) gerencie o portfólio global de mercado cativo; e (iii) aloque a energia sobrecontratada ao mercado livre, via leilões<sup>58</sup>.

(li) Até que seja instituída a figura do centralizador, conferir flexibilidade total às distribuidoras para que efetuem a gestão de seus portfólios<sup>59</sup>.

(lii) Estabelecer que a migração para o ACL seja irrevogável e irretroatável, a fim de evitar movimentos oportunistas<sup>60</sup>.

(liii) Estabelecer que novos consumidores elegíveis à aquisição de energia no ACL sejam atendidos exclusivamente nesse ambiente<sup>61</sup>.

(liv) No dispositivo em que se prevê a cobrança do encargo tarifário, substituir a expressão “operações financeiras contratadas” por “operações financeiras executadas”, a fim de conferir maior segurança jurídica à abrangência pretendida com a norma<sup>62</sup>.

---

55 CCEE.

56 APINE.

57 APINE.

58 CPFL.

59 CPFL.

60 ABRADDEE.

61 ABRADDEE.

62 ABRADDEE.

(lv) Considerar outros recursos para minimizar os custos dos contratos legados e das decisões políticas impostas ao setor, como a destinação de parcela de recursos decorrentes das privatizações<sup>63</sup>.

(lvi) Postergar a aplicação do novo encargo por período ainda maior que janeiro de 2018 para início da cobrança, preferencialmente, até 2019<sup>64</sup>.

(lvii) Formular normas mais objetivas, a fim de mitigar a judicialização dos litígios havidos no âmbito do mercado de curto prazo<sup>65</sup>.

(lviii) Promover (a) os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, nos moldes já existentes; (b) o leilão de repasse para o mercado livre; ou (iii) o repasse do custo remanescente, via encargo, somente para os consumidores cativos e novos migrantes<sup>66</sup>.

(lix) Expandir o mercado livre somente após a efetivação de mecanismos para lidar com a sobrecontratação<sup>67</sup>.

(lx) Estabelecer que eventual frustração da pretensão da concessionária de vender contratos nos leilões propostos não lhe conferiria o direito ao reconhecimento dos custos associados a esse excedente contratual em caráter “involuntário”, salvo a parcela referente à migração<sup>68</sup>.

(lxi) Não considerar no cálculo tarifário riscos não cobertos com sobrecontratação não mitigada e não motivada por migrações, ou seja, decorrentes de desvio de previsão<sup>69</sup>.

(lxii) Suprimir da proposta a expressão do termo *“lastreados no excesso de*

---

63 Thyos Energia.

64 Thyos Energia.

65 Raizen.

66 Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico – ABRAFE.

67 Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico – ABRAFE.

68 ANEEL.

69 ANEEL.

*energia contratada para atendimento à totalidade do mercado*<sup>70</sup>.

(lxiii) Rever a premissa da distribuidora que compra energia exclusivamente para o atendimento do seu mercado, de maneira que a concessionária o faça com base em sua própria estimativa, devendo eventual sobra ou déficit ser contemplada(o) no processo tarifário, condicionado(a) a uma medida de tolerância e eficiência<sup>71</sup>.

(lxiv) Estabelecer que a participação das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição no mecanismo centralizado para venda de excedentes dar-se-á por sua conta e risco, não ensejando repasse tarifário adicional em decorrência do seu resultado, ressalvado o encargo tarifário<sup>72</sup>.

(lxv) Ressalvar a possibilidade de que, apesar da ocorrência da migração de consumidores, o resultado final após computados todos os efeitos resulte em uma contratação dentro do nível de tolerância aceitável, caso em que o problema poderia ser equacionado no âmbito do cálculo tarifário, sem a necessidade de um tratamento em apartado via encargo<sup>73</sup>.

(lxvi) Ressalvar que a proposta requer a criação de uma componente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, em R\$/MWh, para recuperar o custo dos Encargos “CDE Energia Conta ACR” e “CDE Energia Decreto n. 7.945/2013”, dos consumidores que optarem pela migração para o ACL. Entretanto, em virtude de o fluxo de pagamentos desses encargos se encerrar em 2018 e 2019, antes do início da abertura do mercado livre, prevista para 2020, recomenda-se avaliar a conveniência da sua não aplicação<sup>74</sup>.

---

70 ANEEL.

71 ANEEL.

72 ANEEL.

73 ANEEL.

74 ANEEL.

(lxvii) Eliminar a separação entre energia velha e energia nova<sup>75</sup>.

(lxviii) Acrescentar que o pagamento do encargo tarifário deverá ser inversamente proporcional à antecedência do aviso à distribuidora<sup>76</sup>.

(lxix) Cobrar no âmbito da CCEE as obrigações vinculadas ao pagamento de encargos setoriais de consumidores que migrem para o mercado livre, retirando a responsabilidade das distribuidoras<sup>77</sup>.

(lxx) Delimitar de forma clara da atuação da distribuidora no fornecimento de energia e mitigação da compra de contratos de prazos muito longos. Separação real dos negócios da distribuidora em duas empresas: (i) empresa regulada com os ativos de distribuição (“fio”) e (ii) nova empresa parcialmente regulada responsável pela comercialização das compras no atacado com repasse para o varejo. Os contratos legados estariam nesta nova empresa, neutralizando de forma explícita os efeitos da “parcela A” na empresa de distribuição, mesmo que o controle ainda permaneça nos acionistas atuais<sup>78</sup>.

### **2.3. Contribuições contrárias à proposta**

(i) A criação de mais um encargo no setor é inadmissível<sup>79</sup>.

(ii) Não deve ser criado o encargo, porque o consumidor não deu causa à sobrecontratação e porque as concessionárias estão sujeitas a riscos de mercado e devem ter estímulo à eficiência<sup>80</sup>.

(iii) Manter as regras atuais para tratamento das sobras de energia, ou seja,

---

75 HE Assessoria em Energia LTDA.

76 ABRACE.

77 Equatorial.

78 ABRADDEE.

79 Conselho de Consumidores – CPFL Paulista e CPFL Piratininga.

80 ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE.

não instituir o encargo tarifário proposto<sup>81</sup>.

(iv) Não deve ser criado o encargo, pois o custo da energia elétrica já é elevado e afeta a competitividade da economia nacional. Ademais, distribuidoras devem gerenciar riscos de seus mercados<sup>82</sup>.

(v) Não deve haver encargo para compensar a migração de consumidores cativos. A melhor opção seria empregar mecanismos de alívio de sobrecontratação e abrir o mercado de forma mais gradual<sup>83</sup>.

(vi) A solução proposta para a sobrecontratação involuntária das distribuidoras é apenas de poder vender ao mercado livre o excedente, quando o problema original está na conexão entre o ACL e ACR e não se avaliar o impacto no mercado livre da entrada deste grande agente<sup>84</sup>.

(vii) A proposta de rateio do custo de sobrecontratação das distribuidoras com todos os consumidores gera desequilíbrio e desrespeita os contratos vigentes. Tal mecanismo, injustamente, imputa ao consumidor que escolheu gerenciar a própria contratação o custo da sobrecontratação<sup>85</sup>.

(viii) Não deve prosperar a proposta de dividir os custos da migração com todos os consumidores, pois entende que o custo deveria ser imputado aos agentes envolvidos na migração<sup>86</sup>.

(ix) Não devem ser estabelecidos instrumentos que permitam às concessionárias de distribuição vender energia, ainda que de forma centralizada e regulada pela ANEEL, por não ser esta a atividade fim destas empresas<sup>87</sup>.

---

81 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

82 Sistema FIRJAN.

83 ABRACE e Associação Brasileira do Alumínio – ABAL.

84 Marangon Consultoria & Engenharia.

85 Associação Brasileira do Alumínio – ABAL.

86 Norsk Hydro.

87 Brookfield.

(x) Não deve ser criado encargo tarifário, mas sim, apresentadas outras e alternativas<sup>88</sup>.

### 3. DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

No capítulo *“diretrizes e compromissos para fixação de tarifas”*, foram propostos ditos *“compromissos”* de *“revisão dos incentivos às fontes renováveis, com a geração distribuída e com a valoração adequada das externalidades providas pelas diversas alternativas de suprimento, ampliando as possibilidades de precificação dessas externalidades e benefícios em substituição e modelo inadequados atualmente presentes”*.

Tais compromissos, em suma, consistem nas previsões de que:

(i) será utilizado, tanto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST – quanto nas de distribuição – TUSD, sinal locacional, *“visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão”*.

(ii) será utilizado, *“quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição”*.

(iii) serão valorizados *“eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga”*.

(iv) as tarifas de energia elétrica, em todas as suas modalidades, independentemente no nível de tensão em que as unidades consumidoras são atendidas, (vi.a) devem contemplar, até 31 de dezembro de 2021, a cobrança segregada de *“tarifa de consumo de energia elétrica ativa”*, *“tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão”* e *“componente de encargos setoriais”* e (iv.b) *“podem prever tarifas diferenciadas por horário”*.

(v) será vedada a cobrança da TUSD e da TUST em reais por unidade de energia elétrica consumida, exceto no que se refere *“aos componentes perdas e encargos*

---

88 CONCEL.

*setoriais”.*

(vi) a fatura de energia elétrica deverá discriminar as tarifas segregadas, na forma referida no item (iv.a) acima, e *“os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia e aos encargos setoriais”.*

Das contribuições listadas abaixo, nota-se que dois pontos ganharam especial destaque, quais sejam, (i) o prazo e a obrigatoriedade da implantação da tarifa binômia/horária – muitos agentes solicitaram que fosse feita diferenciação no se refere aos consumidores que pratiquem geração distribuída e aos demais consumidores de baixa tensão, e (ii) a adoção de regime de transição para o novo modelo.

### **3.1. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Concordância integral com a proposta<sup>89</sup>.

(ii) Concordância com a implantação de tarifas diferenciadas por horário e com a proibição de cobrança de tarifas de fio em reais por unidade de energia<sup>90</sup>.

(iii) Concordância com a proposta, com a observação de que deve haver a fixação de tarifas com sinais de demanda e energia diferenciados para todos os consumidores, incluindo os atendidos em baixa tensão<sup>91</sup>.

(iv) Concordância com a cobrança de tarifas diferenciadas por horário<sup>92</sup>.

(v) Concordância com a adoção de sinal locacional para a geração distribuída<sup>93</sup>.

(vi) Concordância com a aplicação de tarifa binômia, com a observação de que

---

89 Ecom Energia, PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA, Ícone Energia e Goldman Sachs.

90 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul.

91 EDP.

92 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul, ABRACEEL, Instituto Clima e Sociedade e Ecasto Automação.

93 ABRACEEL.

a tarifa deve estar concatenada com a aplicação do sinal locacional<sup>94</sup>.

(vii) Concordância com a proposta de aplicação da tarifa binômia, com o alerta de que o componente de uso da distribuição e da transmissão, ao não ser cobrado por unidade de energia, e sim por potência, causaria problemas como (a) a necessidade da troca de todos os medidores de baixa tensão, (b) dificuldade operacional da medição de unidades consumidoras rurais, (c) distorção nas unidades consumidoras que tenham maior fator de consumo, as quais teriam uma tarifa resultante menor e (d) dificuldade do consumidor leigo na gestão dos gastos residenciais com energia<sup>95</sup>.

(viii) Concordância com a proposta de implantação da tarifa binômia – com pedido de implementação da medida o mais rápido possível com relação à geração distribuída<sup>96</sup>.

(ix) Concordância com a proposta de aplicação da tarifa binômia, com a ressalva de que se deve elaborar plano de troca dos medidores de eletricidade e dos sistemas de medição das distribuidoras que traga mecanismos adequados para sua viabilização econômica e dos investimentos correlatos<sup>97</sup>.

(x) Concordância com as propostas de aplicação do sinal locacional e de tarifa binômia, com a ressalva de que é necessária a inserção gradual dessa mudança, sem atentar contra compromissos já assumidos<sup>98</sup>.

(xi) Concordância com a aplicação da tarifa binômia, desde que sejam esclarecidos os reflexos dessa medida para os consumidores<sup>99</sup>.

---

94 ABRACEEL.

95 GD Solar Holding S.A.

96 Vitalux, ENEL, Elektro, Instituto Acende Brasil, ABESCO, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte – ABRADEMP, AES Eletropaulo e Neoenergia.

97 ABINEE.

98 ABGD.

99 Conselho de Consumidores da COPEL e Norsk Hydro.

(xii) Concordância com a adoção de tarifa binômia para a micro e mini geração distribuída, com a ressalva de que não se deve *a priori* impedir a cobrança volumétrica do serviço de distribuição<sup>100</sup>.

(xiii) Concordância com a proposta, desde que não passe de janeiro de 2018 o termo inicial do prazo para uma solução que alcance o faturamento da micro e mini geração distribuída mediante tarifas que segreguem a energia do transporte (tarifas binômias)<sup>101</sup>.

(xiv) Concordância com a proposta, com a antecipação da implantação da tarifa binômia para 2019<sup>102</sup>.

(xv) Concordância com a proposta, com a ressalva de que deve ser excluído, do cálculo da TUSD e da TUST, o critério de “*valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga*”, por ser demasiado subjetivo, além de já estar compreendido na calibração do sinal locacional<sup>103</sup>.

(xvi) Concordância com a proposta, com a ressalva de que, se não for eliminada a alínea “d” do inciso XVIII do artigo 3º da Lei n. 9.427/1996 (“*valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga*”), deve-se limitar tal critério aos novos empreendimentos que venham a ser outorgados<sup>104</sup>.

(xvii) Concordância com a proposta, com a observação de que a cobrança da tarifa binômia pode ser feita (i) de forma direta, mediante a troca de medidores, ou (ii) de forma indireta, levando-se em conta a capacidade do disjuntor de entrada ou a declaração, do consumidor, da carga a ser atendida<sup>105</sup>.

(xviii) Concordância com a proposta, com o destaque que alguns dos modelos

---

100 Energisa.

101 Energisa.

102 Escopo Energia.

103 ABEEOLICA.

104 Santo Antônio Energia S.A. – SAESA.

105 CEMIG.

novos de medidores lançados para atendimento da tarifa branca contemplam as funcionalidades de registro de demanda de potência e demanda de potência máxima, por posto tarifário, o que viabiliza a implantação da tarifa binômia<sup>106</sup>.

### **3.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Prever prazos maiores (no mínimo, 5 anos) para aplicação da tarifa binômia para os consumidores em baixa tensão<sup>107</sup>.

(ii) Incluir a previsão de que o Poder Concedente deverá, até 31 de dezembro de 2018, estabelecer diretrizes para a infraestrutura do sistema de medição do setor elétrico, com ênfase na modernização do parque de medição<sup>108</sup>.

(iii) Obrigar as distribuidoras ao pagamento, em favor dos consumidores detentores de micro ou minigeração distribuída, de valor equivalente ao benefício decorrente da injeção, ponderados a redução de custos de investimentos, diminuição de carregamento, redução de perdas, custo evitado de despacho de segurança energética, compensação de potência reativa injetada, melhoria da confiabilidade e menor uso do sistema<sup>109</sup>.

(iv) Adotar o seguinte procedimento: (a) o consumidor declara junto à distribuidora, na entrega do projeto de conexão ou implantação da geração, qual seria a potência que pretende utilizar da rede da distribuidora para compensação de energia na unidade consumidora local ou remota e, (b) quando declarada a utilização da potência em unidades de consumo remotas, o consumidor também informa a porcentagem da energia e potência que será alocada a cada uma destas unidades

---

106 LADIS+GYR Equipamentos de Medição.

107 Replace Projetos e Consultoria em Energia, BRK Ambiental, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO, ANACE, Atacadão S.A., Grupo Carrefour, Engie, C&A Modas LTDA, Supermercados Pague Menos e Burger King Brasil.

108 EDP.

109 ABGD.

consumidoras remotas<sup>110</sup>.

(v) Observado o procedimento descrito no item anterior, cobrar a distribuidora local da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída (a) compensação local (parcela de potência da TUSD fio de consumo (R\$/kW) referente à potência declarada) ou (b) compensação remota (parcela de potência da TUSD fio de geração (TUSD G–R\$/kW) referente à potência declarada na fatura da unidade consumidora com geração associada e também cobraria a parcela de potência da TUSD fio de consumo (R\$/kW), na porcentagem da energia e potência que será alocada a cada uma destas unidades consumidoras remotas)<sup>111</sup>.

(vi) Rever a premissa da proposta – se, de um lado, a distribuidora não vem recebendo pelo uso de sua rede no caso da geração distribuída, por outro, igualmente não vem pagando pelos benefícios que vem colhendo<sup>112</sup>.

(vii) Ressalvar que as distribuidoras devem ter maior liberdade de construção das propostas tarifárias<sup>113</sup>.

(viii) Definir as regras e cronograma de aplicação do sinal locacional na distribuição e quais serão os mecanismos de defesa dos consumidores<sup>114</sup>.

(ix) Acrescentar ao inciso XVIII do artigo 3º da Lei n. 9.427/1996 a alínea “e”, na qual seja previsto o critério de *“valorizar os benefícios decorrentes das ações de eficiência energética que comprovadamente resulte em reduções no consumo de energia elétrica e de potência próxima à carga”*<sup>115</sup>.

(x) Acrescentar ao inciso XVIII do artigo 3º da Lei n. 9.427/1996 a alínea “e”,

---

110 GD Solar Holding S.A.

111 GD Solar Holding S.A.

112 ABGD.

113 Energisa.

114 Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC, Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

115 Centro de Excelência em Eficiência Energética – EXCEN.

na qual seja previsto o critério de “*estimular ações para boa gestão dos ativos, dentre elas, as que aumentem a longevidade e otimizem baixas em operação*”<sup>116</sup>.

(xi) Prever que a valorização dos benefícios decorrentes de ações de eficiência ensejaria o pagamento de prêmio ou remuneração às distribuidoras. Implementação até 2021<sup>117</sup>.

(xii) Criar a “tarifa fio GD” para remuneração das distribuidoras com concomitante fomento da geração distribuída<sup>118</sup>.

(xiii) Prever regra de transição da tarifa binômica até 2028<sup>119</sup>.

(xiv) Considerar, na tarifa, ganho de eficiência operacional proveniente de *smart grids*<sup>120</sup>.

(xv) Adequar a metodologia para reconhecimento de investimento prudente<sup>121</sup>.

(xvi) Incrementar o WACC sobre investimento em *smart grids*<sup>122</sup>.

(xvii) Promover o compartilhamento e a integração de infraestruturas com outras utilidades dos municípios<sup>123</sup>.

(xviii) Ressaltar que, dado que a ANEEL pretende revisar a regulamentação para geração distribuída em 2019, é conveniente que tal revisão ocorra em um modelo no qual a tarifa binômica já esteja em uso, para que as regras revisadas já considerem os efeitos dessa realidade<sup>124</sup>.

(xix) Para os consumidores cativos, estabelecer que a tarifa binômica será

---

116 Grupo CEEE.

117 Centro de Excelência em Eficiência Energética – EXCEN.

118 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN.

119 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e Capitale Energia.

120 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN.

121 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN.

122 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN.

123 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN.

124 Elektro.

colocada em prática gradualmente, de acordo com cronograma a ser definido junto às distribuidoras, uma vez que a medida depende da expansão da medição inteligente e de mudanças nos sistemas comerciais<sup>125</sup>.

(xx) Manter a flexibilidade das distribuidoras no desenho de tarifas que se adequem melhor ao perfil de cada cliente<sup>126</sup>.

(xxi) Dissociar a receita da distribuidora do tamanho de seu mercado. Promover a cobrança dos itens de transporte de forma independente do consumo de energia<sup>127</sup>.

(xxii) Ressalvar que a aplicação da tarifa binômica tende a aumentar a TUSD Fio dos clientes de baixo fator de carga – clientes de baixo consumo e de menor poder aquisitivo<sup>128</sup>.

(xxiii) Ressalvar que a proposta traz riscos implícitos – fixar em lei a tarifa binômica para todos elimina a possibilidade de cobrança de tarifas mais adequadas ao comportamento e custos dos consumidores<sup>129</sup>.

(xxiv) Implantar a tarifa binômica apenas para os consumidores com geração distribuída<sup>130</sup>.

(xxv) Rever as diretrizes e os incentivos para implantação no sistema de tensão igual ou menor a 69 kV<sup>131</sup>.

(xxvi) Ressalvar que há viabilidade da aplicação do sinal locacional para unidades de geração inclusive em tensões inferiores às atuais que são aplicadas a níveis de tensão de 138 kV ou 88 kV, mas é muito mais complexa sua implementação em

---

125 Elektro.

126 Elektro.

127 CEMIG.

128 CEMIG.

129 CEMIG.

130 CEMIG.

131 Companhia Energética de São Paulo – CESP.

unidade de carga. O conceito de isonomia atual teria que ser revisitado, permitindo a aplicação de tarifas diferentes para consumidores de uma mesma tensão, na mesma área de concessão<sup>132</sup>.

(xxvii) Esclarecer as seguintes questões: (i) a tarifa será horária ou definida por postos tarifários? (ii) a adesão será compulsória ou facultativa? (iii) a volatilidade não será muito elevada? (iv) quem fará a oferta e liquidação de energia neste mercado? (v) em que velocidade será feita a migração para tarifação horária? (vi) venda e transporte de energia serão atividades separadas? (vii) como será a conscientização da população? (viii) os clientes BT serão representados por um comercializador? (ix) qual a velocidade de adaptação do parque de medição?<sup>133</sup>.

(xxviii) Ressalvar que não é necessário aplicar tarifa binômia para faturar separadamente o fio da tarifa de energia<sup>134</sup>.

(xxix) Ressalvar que, se a componente de transporte não puder ser cobrada em R\$/MWh, a tarifa verde será extinta, o que é indesejável, pois cobrar do consumidor de um determinado nível de atendimento mais ou menos do que ele custa acarretará ineficiências<sup>135</sup>.

(xxx) Ressalvar que a tarifa que melhor se ajusta aos mercados de baixa tensão é a monômia e que não deve ser aplicada tarifa binômia para BT, mas, se for o caso, deve-se avaliar se sua implementação até 2021 é factível (devido a questões como substituição dos medidores, ajustes no sistema de faturamento e conscientização dos consumidores)<sup>136</sup>.

(xxxi) Aplicar a tarifa binômia aos consumidores com micro e mini geração distribuída, mantendo as modalidades verde na alta tensão, com cobrança de

---

132 FECOERGS.

133 FECOERGS.

134 FECOERGS.

135 FECOERGS e Usina Rio Vermelho.

136 FECOERGS.

transporte na energia, e branca (monômia) a todos os demais consumidores da baixa tensão<sup>137</sup>.

(xxxii) Promover Análise de impacto Regulatório – AIR – sobre o tema<sup>138</sup>.

(xxxiii) Promover a tarifação do uso dos sistemas de transporte pelas mini e microgeradoras<sup>139</sup>.

(xxxiv) Efetuar a segregação da cobrança a partir de julho/2018, pois a medida envolve apenas alterações no sistema de emissão de faturas (as tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL já trazem essa segregação para todos os consumidores, inclusive os de baixa tensão)<sup>140</sup>.

(xxxv) Constituir grupo de trabalho para avaliar o impacto da medida na elevação do consumo da rede de distribuição e da Rede Básica no horário de maior carregamento, haja vista que a exigência de que a TUSD não seja cobrada em R\$/MWh compromete a THS Verde e a possibilidade de o consumidor A4 utilizar a autoprodução no horário de ponta<sup>141</sup>.

(xxxvi) Ressaltar que a eliminação da cobrança pelo uso da rede de distribuição em R\$/MWh não é recomendável a curto prazo para consumidores de baixa tensão, pois os medidores atuais não possuem registro de demanda e sua substituição por outros mais sofisticados é muito cara (entre R\$ 30 e 35 bilhões), devendo ser feita de acordo com cronograma a ser estabelecido por grupo de trabalho<sup>142</sup>

(xxxvii) Adotar prazo de antecedência mínimo de 3 anos para a aplicação de

---

137 FECOERGS.

138 FECOERGS, Conselho de Consumidores da RGE, Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Mato Grosso – CONCEL, Arion Otimização em Energia e Conselho de Consumidores da CEMIG.

139 FECOERGS.

140 Conselho de Consumidores da COSERN.

141 Conselho de Consumidores da COSERN e Mauro Manoel Machado.

142 Conselho de Consumidores da COSERN.

sinal locacional nas tarifas de uso do sistema de distribuição<sup>143</sup>.

(xxxviii) Aplicar as novas previsões concernentes ao sinal locacional somente aos projetos que ainda participarão dos leilões de energia nova ou que serão construídos para a expansão do mercado livre, não aos geradores existentes e/ou já contratados<sup>144</sup>.

(xxxix) Prever que o sinal locacional também deverá incorporar fatores sistêmicos do SIN e estrangulamentos da transmissão, considerando sazonalidades e horários<sup>145</sup>.

(xl) Deixar claro quais seriam os impactos da tarifa binômica para os consumidores residenciais em geral, sobretudo para os de baixa renda<sup>146</sup>.

(xli) Incrementar o componente fixo das tarifas, de maneira a refletir melhor o componente fio da tarifa<sup>147</sup>.

(xlii) Adotar tarifa binômica para os consumidores com consumo mais elevado e elevação do componente fixo da tarifa monômica para os demais consumidores<sup>148</sup>.

(xlili) Suprimir a inclusão, na Lei n. 9.427/1996, do critério de valoração de eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga. Manutenção da metodologia atual, sob pena de duplicidade na valoração da questão proximidade/distância do centro de carga<sup>149</sup>.

(xliv) Definir prazo para avaliação e consideração do sinal locacional para as tarifas de distribuição<sup>150</sup>.

(xlv) Aprimorar o sinal locacional nas tarifas do sistema de transmissão, pois

---

143 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

144 Mitsui & CO LTDA., Mizha Energia Participações LTDA, Engie e ESBR.

145 International Energy Initiative Brasil – IEI.

146 International Energy Initiative Brasil – IEI.

147 International Energy Initiative Brasil – IEI.

148 International Energy Initiative Brasil – IEI.

149 Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE.

150 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

a metodologia nodal não captura o melhor uso da rede pelas termelétricas próximas ao centro de consumo<sup>151</sup>.

(xlvi) Ressalvar a preocupação com a obrigatoriedade da cobrança binômia para todos os consumidores, pois traz-se conceito consolidado na alta tensão para consumidores com pouco ou nenhum conhecimento técnico sem contrapartida clara e objetiva e sem programa de esclarecimentos<sup>152</sup>.

(xlvii) Promover mais análises para justificar, nesse momento, a extensão da aplicação do sinal locacional<sup>153</sup>.

(xlviii) Estabelecer que a tarifa binômia é facultativa, e não obrigatória, para os consumidores de baixa tensão<sup>154</sup>.

(xlix) Para que seja alcançado o compromisso de utilização de preços com intervalo máximo horário até 2020, agilizar grande parte dos processos de disponibilização das informações diárias, horárias e em tempo real por parte do ONS e da CCEE, pelo que se sugere que as empresas possam direcionar recursos de P&D para tal fim<sup>155</sup>.

(l) Adotar a premissa de que a implantação das tarifas binômias não deve, por si só, aumentar as tarifas dos consumidores<sup>156</sup>.

(li) Ressalvar que a metodologia atual já contempla sinal locacional e leva em consideração (i) a proximidade da geração e do consumo e (ii) o carregamento das linhas próximas aos agentes<sup>157</sup>.

(lii) Ressalvar que os eventuais benefícios da geração próxima à carga só são

---

151 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET, Cigré Brasil.

152 Conselho de Consumidores da RGE.

153 Conselho de Consumidores – CPFL Paulista e CPFL Piratininga.

154 Conselho de Consumidores – CPFL Paulista, CERI FGV e CPFL Piratininga.

155 Ampere Consultoria.

156 Conselho de Consumidores da CEMIG e Serrão Advogados.

157 Cigré Brasil.

efetivos quando a ordem de grandeza da geração for inferior à ordem de grandeza da carga (haja vista o custo de expansão do sistema de transmissão)<sup>158</sup>.

(lii) Aprimorar o acoplamento do sinal de preço de curto prazo com as tarifas horárias, como ocorre em mercados de energia mais maduros<sup>159</sup>.

(liv) Prever que todos os consumidores com geração distribuída devem estar enquadrados na tarifa binômica a partir de 2018 e que as distribuidoras devem estabelecer cronograma para a implantação da tarifa binômica para os demais consumidores de baixa tensão<sup>160</sup>.

(lv) Prever que as distribuidoras podem optar por aplicar de imediato a tarifa binômica aos consumidores de baixa tensão, se assim o desejarem<sup>161</sup>.

(lvi) Observar os seguintes marcos: (i) até 2024, todos os consumidores com carga trifásica, (ii) até 2027, todos os consumidores com carga bifásica e (iii) até 2030, todos os consumidores com carga monofásica com média de consumo anual superior a 150 kWh/mês, excluídos os beneficiados pela tarifa social<sup>162</sup>.

(lvii) Reconhecer, em favor das distribuidoras, os custos de desativação de medidores obsoletos, em caso de substituição de medidores para adequação ao novo modelo, bem como garantir-lhes o pagamento de indenização dos equipamentos ainda não 100% depreciados<sup>163</sup>.

(lviii) Antecipar a implantação da tarifa binômica para janeiro/2018 para usuários do sistema de compensação de energia elétrica e postergá-la até 2027 para os demais consumidores (podendo haver antecipação conforme solicitação da

---

158 Cigré Brasil.

159 Cigré Brasil.

160 COPEL e FGV Energia.

161 ABRADÉE e AES Eletropaulo.

162 COPEL.

163 COPEL.

distribuidora), devido à necessidade de implantação de novos medidores<sup>164</sup>.

(lix) Avaliar se a precificação dos atributos para a contratação de lastro não conflita com o sinal locacional<sup>165</sup>.

(lx) Prever que os consumidores que desejarem investir em geração distribuída deverão instalar medidores compatíveis com a tarifa binômia<sup>166</sup>.

(lxi) Estender à geração distribuída o prêmio volumétrico que será subsidiado à geração centralizada<sup>167</sup>.

(lxii) Ressalvar que, no cálculo das tarifas de uso, as perdas não técnicas, que não são inerentes à transmissão ou distribuição de energia elétrica, devem ser rateadas apenas entre os consumidores do mesmo nível de tensão que deu origem a tais perdas<sup>168</sup>.

(lxiii) Acrescentar que, além da tarifação horária, deve ser implementado estruturalmente um programa de resposta da demanda para que seja possível a melhoria de performance na operação do SIN, assim como a otimização geral na gestão de recursos energéticos<sup>169</sup>.

(lxiv) Ressalvar que a implantação de tarifa binômia sem qualquer outra contrapartida em favor das energias renováveis compromete a viabilidade e o *payback* do mercado de geração distribuída e, em especial, da energia fotovoltaica, pelo que a medida deve ser implementada apenas a partir de 2028, quando a geração distribuída for mais competitiva<sup>170</sup>.

(lxv) Esclarecer se o sinal locacional seria apenas para cobrar mais dos

---

164 Grupo CEEE.

165 Engie e Estácio.

166 Engie.

167 Engie.

168 ABRACE.

169 ABRACE, Associação Brasileira do Alumínio – ABAL

170 SINDIENERGIA-CE

geradores que utilizam mais o sistema de transmissão para vender a energia ou se seria utilizado também para agentes consumidores que utilizam mais o sistema de transmissão. Nesse último caso, a medida seria indesejável, pois os moradores de regiões afastadas, em muitos casos de menor renda, pagariam um valor fixo maior, em vez de repartir igualmente o valor da transmissão entre todos os consumidores de energia<sup>171</sup>.

(lxvi) Ressalvar que a proposta fará com que os que têm menos renda passem a gastar mais com a tarifa de energia do que os que têm mais<sup>172</sup>.

(lxvii) Ressalvar que o sinal locacional no cálculo da TUST não deve ser grande a ponto de desestimular empreendimentos afastados do centro de carga que possuem diversos atributos que também são relevantes para a segurança e confiabilidade do SIN <sup>173</sup>.

(lxviii) Prever que a implementação do sinal locacional deve ocorrer apenas a partir de 31.12.2025 <sup>174</sup>.

(lxix) Não apenas prever a valorização dos benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga, mas considerar também a integralidade dos benefícios da fonte, tais quais os benefícios elétricos, econômicos, ambientais e sociais, a serem determinados pela ANEEL <sup>175</sup>.

(lxx) Prever que, para as unidades consumidoras caracterizadas como micro geração ou mini geração, a cobrança da tarifa de uso do sistema de distribuição se dará de forma a considerar a característica da unidade em questão caso ali esteja conectada uma fonte geradora ou uma fonte de consumo, e será proporcional ao seu efetivo uso dos serviços de transmissão e distribuição, conforme os

---

171 Contribuição anônima de membro da sociedade civil.

172 Contribuição anônima de membro da sociedade civil.

173 ESBR.

174 EBES.

175 EBES.

procedimentos tarifários estabelecidos pela ANEEL<sup>176</sup>.

(lxxi) Construir a tarifa observando os sinais econômicos corretos para melhorar a eficiência da rede – a simples menção de que vai considerar a localização não pressupõe uma sinalização eficiente, como ocorre hoje na TUSDg para o A2, totalmente equivocada<sup>177</sup>.

(lxxii) Verificar os “drives” para cada parte do sistema. Colocar no Baixa Tensão a localização não tem sentido. No entanto, a inclusão da tarifa horária de transporte é importante em “microgrids”<sup>178</sup>.

(lxxiii) Prever que, para os consumidores que não invistam em geração distribuída, a implementação da tarifa binômia/horária deve ser precedida de estudos e de plano de modernização (com foco em medição e telecomunicação) que contraponham seus benefícios e os investimentos requeridos, sendo que os investimentos em modernização devem ter reconhecimento tempestivo pelo regulador nos reajustes tarifários<sup>179</sup>.

(lxxiv) Realizar consulta pública específica para discutir a definição de tarifas com sinais locacionais<sup>180</sup>.

(lxxv) Atentar para o risco aos investimentos já realizados diante do desconhecimento das formas de valoração das tarifas<sup>181</sup>.

(lxxvi) Determinar o uso do sinal locacional de forma mais assertiva para todos os integrantes do sistema. Tal iniciativa permite o planejamento por parte dos agentes e da indústria de como e quando atuar<sup>182</sup>.

---

176 EBES.

177 Marangon Consultoria & Engenharia.

178 Marangon Consultoria & Engenharia.

179 Instituto Acende Brasil.

180 Instituto Acende Brasil e Alsol Energia Renováveis.

181 ABAQUE.

182 ABAQUE.

(lxxvii) Para além da atuação apenas com provedor de fio, as distribuidoras deverão assumir novos papéis e serviços até então completamente fora de seu tradicional portfólio de atuação<sup>183</sup>.

(lxxviii) Ratear as perdas não técnicas, que não são inerentes à transmissão ou distribuição de energia elétrica, apenas entre os consumidores do mesmo nível de tensão, de modo a evitar subsídios cruzados<sup>184</sup>.

(lxxix) Dividir os clientes industriais e comerciais de baixa tensão, com carga superior a 20 kW, em blocos de faixas de consumo, bem como obrigar que tais consumidores migrem, em 5 anos, para tarifas binômias e horárias<sup>185</sup>.

(lxxx) Estabelecer que os clientes menores, limitados à carga instalada de até 10 kW, teriam cronograma de migração mais diluído, em 12 anos, também com escalonamento de faixas de consumo<sup>186</sup>.

(lxxxii) Adotar tarifas que representem os custos de fornecimento, ou seja, promovam a correta alocação de custos ao longo da cadeia produtiva e de consumo<sup>187</sup>.

(lxxxiii) Promover o desacoplamento das tarifas finais, bem como estimular a promoção do uso eficiente e da modernização dos serviços pelas distribuidoras<sup>188</sup>.

(lxxxiiii) Adotar regras transparentes para a retomada da credibilidade<sup>189</sup>.

(lxxxv) Alinhar financiamentos e garantias com a realidade dos agentes e do mercado<sup>190</sup>.

(lxxxvi) Esclarecer que o abatimento na conta do consumidor será na parcela

---

183 Luciano Freire.

184 Associação Brasileira do Alumínio – ABAL.

185 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

186 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

187 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

188 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

189 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

190 Fórum Latino-Americano de Smart Grid.

de energia, no uso do sistema de distribuição e encargos, independentemente de serem ou não cobrados em R\$/MWh<sup>191</sup>.

(lxxxvi) Após a regulamentação do sinal locacional, facultar ao consumidor de energia micro ou minigerador optar pela manutenção da estrutura tarifária vigente ou pela aplicação imediata da tarifa binômica com sinal locacional/horário<sup>192</sup>.

(lxxxvii) Determinar às distribuidoras que disponibilizem ao mercado as informações necessárias para que os empreendedores reproduzam os cálculos da tarifa locacional/horária e realizem projeções<sup>193</sup>.

(lxxxviii) Atentar para dificuldades operacionais relacionadas (i) à quantidade de informações a serem coletadas, (ii) à capacitação dos leituristas e (iii) à imposição de ônus às distribuidoras na administração do ativo, caso o consumidor opte por retornar à tarifa convencional<sup>194</sup>.

(lxxxix) Implantar a tarifa binômica a partir de 2025, momento em que se espera que os custos da geração distribuída estejam mais competitivos e o mercado mais consolidado<sup>195</sup>.

(xc) Estabelecer a valorização da geração distribuída como diretriz a ser observada na definição da TUSD/TUST<sup>196</sup>.

(xci) Ressalvar que o sinal locacional para o segmento de consumo é inadequado, enquanto que, para o segmento de geração, precisa ser mais estável e previsível<sup>197</sup>.

(xcii) Implantar a tarifa binômica gradualmente, exceto para a mini e micro

---

191 Capitale Energia.

192 Capitale Energia.

193 Capitale Energia.

194 LADIS+GYR Equipamentos de Medição.

195 Câmara Setorial de Energias Renováveis do Ceará.

196 Eletrobrás.

197 Neoenergia.

geração distribuída, para as quais deveria ocorrer a partir de 2018, inclusive para instalações existentes<sup>198</sup>.

(xciii) Definir que, para os demais consumidores da baixa tensão, a implantação da tarifa binômia deve ser delegada às distribuidoras e à ANEEL, a fim de que se concretize de acordo com a sua necessidade e viabilidade<sup>199</sup>.

(xciv) Retirar do projeto de lei a exigência de segregação das faturas de energia pelos componentes energia, distribuição, transmissão, perdas de energia e encargos setoriais, uma vez que o assunto já é objeto da regulamentação pela ANEEL<sup>200</sup>.

(xcv) Estabelecer que (i) a cobrança da TUSD seja baseada nos padrões de entrada para os consumidores que não aderirem ao programa de compensação de energia elétrica imediatamente, pois tal adequação pode resultar em um ônus financeiro para todos os consumidores de forma imediata; (ii) o período para adequação do parque de medição das distribuidoras seja prorrogado até seu terceiro ciclo tarifário após a implementação definitiva da nova regulamentação, (iii) a substituição de medidores seja realizada mediante cronograma estabelecido pela própria distribuidora; (iv) para os investimentos realizados na distribuidora quanto ao parque de medição, o reconhecimento tarifário ocorra anualmente; (v) o prazo para adequação de medição ocorra a partir de 1º de janeiro de 2018, tendo em vista o atual impacto verificado pelas distribuidoras na perda de importantes receitas relativas ao uso do sistema elétrico (TUSD)<sup>201</sup>.

(xcvi) Utilizar o sinal locacional no sistema de distribuição em benefício da equidade tarifária, a qual deve ter como parâmetro, ao menos, o Índice de

---

198 Equatorial.

199 Equatorial.

200 Equatorial.

201 CELESC.

Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) de cada região<sup>202</sup>.

(xcvii) Estabelecer que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição recuperem ao menos os custos marginais, respeitados limites disposto em regulamentos<sup>203</sup>.

(xcviii) Definir a obrigatoriedade de postos tarifários, com sinalização de preço para período de uso excessivo das redes, independentemente de o valor ser cobrado em função de variável volumétrica ou instantânea<sup>204</sup>.

(xcix) Conceder descontos tarifários, por até 20 anos, aos consumidores que tenham investido em geração distribuída até a implementação da nova modalidade tarifária, a fim de que não haja frustração destes<sup>205</sup>.

(c) Determinar a inclusão do sinal locacional nas tarifas de uso do sistema de distribuição em benefício da equidade tarifaria e considerando um período de transição de oito anos<sup>206</sup>.

(ci) Definir que a regulamentação deve conter (i) regras de transição; (ii) mecanismos tarifários que garantam a remuneração dos investimentos compulsórios decorrentes da implementação de tarifa binômia realizados pelas distribuidoras; (iii) previsão de revisões tarifárias adicionais das distribuidoras, visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão<sup>207</sup>.

(cii) Estabelecer que (i) a intensificação do sinal locacional para definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição deve ser aplicada apenas aos novos empreendimentos outorgados a partir da publicação da nova regulamentação; e (ii) dada a volatilidade do sinal locacional, a fixação de tarifas deve

---

202 GEPEA/USP.

203 GEPEA/USP.

204 GEPEA/USP.

205 ENEL.

206 GEPEA-USP.

207 ENEL.

ser congelada, no ato de outorga, pelo período da concessão<sup>208</sup>.

(ciii) Implantar o *decoupling* nas tarifas do Grupo B para preservação do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Ademais, compatibilizar a definição metodológica do *decoupling* do Baixa Tensão e a revisão da Resolução Normativa n. 482/2012<sup>209</sup>.

(civ) Estabelecer cronograma de implementação a ser proposto pelas distribuidoras, para início não antes de 2023<sup>210</sup>.

(cv) Considerar o sinal locacional, na transmissão ou na distribuição, apenas para os novos projetos de geração, com a imediata estabilização das tarifas de transporte quando da entrada em operação comercial<sup>211</sup>.

(cvi) Criar tarifa-prêmio, custeado pela CDE, para a modalidade de geração compartilhada, pois favorece e possibilita a universalização do acesso às fontes renováveis<sup>212</sup>.

(cvii) Constituir grupo de trabalho entre MME, ANEEL e EPE para avaliar o impacto da implantação da tarifa binômica na elevação do consumo da rede de distribuição e da Rede Básica no horário de maior carregamento<sup>213</sup>.

(cviii) Estabelecer cronograma de substituição dos medidores por equipamentos que permitam o registro de consumo/demanda horários<sup>214</sup>.

(cix) Antecipar a aplicação da tarifa binômica aos usuários do sistema de compensação de energia elétrica para estancar perdas de receita das distribuidoras<sup>215</sup>.

(cx) Permitir às distribuidoras, com o acompanhamento do regulador, o

---

208 APINE.

209 CPFL.

210 CPFL.

211 Brookfield.

212 Alsol Energia Renováveis.

213 Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa MS.

214 Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa MS.

215 ABRADÉE.

planejamento da modernização otimizada do parque de medição<sup>216</sup>.

(cxi) Criar nova finalidade da CDE, qual seja, prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso de distribuição para estimular a expansão da geração distribuída<sup>217</sup>.

(cxii) Definir prazo mais realista para avaliação e consideração do sinal locacional para as tarifas de transmissão e distribuição<sup>218</sup>.

(cxiii) Efetuar o aprimoramento metodológico imediato do sinal locacional nas tarifas do sistema de transmissão visto que a metodologia nodal não captura o melhor uso da rede pela geração próxima ao centro de consumo<sup>219</sup>.

(cxiv) Aprimorar o acoplamento do sinal de preço de curto prazo com as tarifas horárias<sup>220</sup>.

(cxv) Divulgar a metodologia utilizada para valorar o sinal locacional das diversas fontes de energia<sup>221</sup>.

(cxvi) Prever que as distribuidoras tanto devem poder vender quanto comprar no mecanismo centralizado, ou seja, podem fazer uso do mecanismo tanto em caso de falta quanto de excesso involuntário de energia<sup>222</sup>.

(cxvii) Caso a proposta original seja aprovada, não afetar projetos já consolidados ou em andamento<sup>223</sup>.

(cxviii) Atentar para o fato de que a diferenciação de tarifa, sem a devida variação de custo (preço) em conjunto com o novo contrato das concessionárias de distribuição de energia elétrica em que a Parcela A deve ser neutra para a

---

216 ABRADÉE.

217 ABRADÉE.

218 Thymos Energia.

219 Thymos Energia.

220 Thymos Energia.

221 ANEEL.

222 Energy Choice.

223 Simple Energy.

distribuidora, pode resultar em ineficiências alocativas entre os usuários do sistema de distribuição ou transmissão<sup>224</sup>.

(cxix) Prever que a definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição terá também como diretriz *“reintegrar os investimentos realizados durante o período da concessão”*<sup>225</sup>.

(cxx) Estabelecer tarifas baseadas no uso da rede, com base nos custos reais para cada tipo de consumidor, sem subsídios e sinais de preço distorcidos<sup>226</sup>.

(cxxi) Garantir a permissão para *“demand response”*: direito de o usuário decidir se será firme, flexível ou ambos<sup>227</sup>

(cxxii) Descontinuar ou modificar as práticas de *“net metering”* por terem se provado insustentáveis<sup>228</sup>

(cxxiii) Garantir em lei que (a) a implantação da segregação e da cobrança das tarifas deve ser concatenada com os processos de revisão tarifária, ficando assegurada, a exclusivo critério das distribuidoras, a realização de duas revisões tarifárias adicionais nos dez primeiros anos após a implementação das referidas alterações, (b) a ANEEL terá período de 180 dias para regulamentar a matéria e (c) será assegurado o reconhecimento tarifário pleno das distribuidoras sobre os equipamentos adotados, respeitando o limite de duas vezes valor definido pela ANEEL<sup>229</sup>

(cxxiv) Conferir neutralidade para o segmento de distribuição no que se refere a riscos e ônus decorrentes das alterações no modelo comercial, investimentos realizados entre ciclos tarifários, introdução massiva de medidores eletrônicos e

---

224 ANEEL.

225 ABRADEE.

226 ELEKTRO.

227 ELEKTRO.

228 ELEKTRO.

229 ENEL.

limites de universalização<sup>230</sup>.

### 3.3. Contribuições contrárias à proposta

(i) A modelagem matemática para o cálculo de sinal locacional não é tecnicamente viável para níveis de tensão abaixo de 88kV<sup>231</sup>.

(ii) A mudança proposta trará mais elementos de difícil compreensão por parte do consumidor leigo, o que contribuirá para mais judicialização<sup>232</sup>.

(iii) A proposta engessa a estrutura tarifária, ao restringir a criação de novas modalidades por parte da ANEEL e pelas próprias distribuidoras<sup>233</sup>.

(iv) A proibição de fixação de tarifas de uso de rede em reais por unidade de energia traz injustificável complexidade à cobrança das tarifas da classe iluminação pública, a qual deveria ser excetuada da regra<sup>234</sup>.

(v) Não deve ser implementada tarifa binômica, uma vez que (i) a alocação de tarifa de demanda para o grupo B imporia o desafio de implementar demandas contratadas para nicho de mercado que pode apresentar flutuações de demanda máxima, quando comparado ao grupo A; e (ii) a referida implementação reduziria o fluxo de caixa e respectivo *payback* de investimentos de geração distribuída desenhados sob a regulação vigente<sup>235</sup>.

(vi) É prematura a implementação de tarifa binômica sem avaliação específica, voltada exclusivamente para este tema, sujeita a debate em separado junto aos demais órgãos do setor elétrico e agentes do mercado, com transparência,

---

230 Instituto Acende Brasil.

231 Cigré Brasil.

232 Conselho de Consumidores da RGE.

233 Mauro Manoel Machado.

234 Mauro Manoel Machado.

235 Simple Energy.

coerência e maturidade<sup>236</sup>.

(vii) O conjunto de medidas elevará as tarifas setoriais de energia e nada mais é do que mecanismo para a socialização de ineficiências econômicas setoriais<sup>237</sup>.

(viii) É desnecessária a alteração da Lei n. 9.427/1.996 para disciplinar a utilização do sinal locacional no sistema de distribuição, pois o atual arcabouço legal já possibilita a definição de tarifas que consideram a localização elétrica da carga e geração. A aplicação ou não deve ser baseada em análises técnicas e econômicas, precedida de discussão com os agentes e a sociedade<sup>238</sup>.

(ix) O texto proposto, ao vedar a cobrança dos custos das redes de transmissão e distribuição pela variável volumétrica de faturamento, torna proibitiva a modalidade tarifária horária verde e a modalidade tarifária horária branca<sup>239</sup>.

(x) Com o texto proposto, os consumidores que se enquadram na tarifa social perceberiam aumento expressivo do custo de aquisição de energia elétrica, uma vez que, conforme a Lei 12.212/2010, a base de cálculo do desconto é a parcela volumétrica da tarifa<sup>240</sup>.

(xi) A aplicação da tarifa binômia somente deve ocorrer após extensa discussão com os agentes e a sociedade<sup>241</sup>.

(xii) As inovações propostas no tocante a diretrizes e compromissos para a fixação de tarifas devem ser retiradas da proposta legislativa<sup>242</sup>.

(xiii) A proibição de cobrança do Uso da Rede em R\$/MWh não irá trazer os benefícios que a Nota do MME lhe atribui e ocasionará (i) a perda de uma

---

236 ABSOLAR.

237 EPPGG.

238 ANEEL.

239 ANEEL.

240 ANEEL.

241 ANEEL.

242 ANEEL.

modalidade tarifária com boas propriedades de sinalização econômica; (ii) criação de subsídio cruzado entre consumidores maiores e menores; (iii) impacto tarifário, penalizando os pequenos consumidores; (iv) custos incorridos pelas distribuidoras e pela sociedade, os quais aumentarão o VPB, podendo trazer prejuízo entre Revisões, piorando a sinalização econômica e aumentando o risco; e (v) manutenção do problema de cobrança de uso da rede dos consumidores de Mini e Micro Geração Distribuída<sup>243</sup>.

(xiv) Não deve haver previsão legal de vedação à cobrança de uso da rede em unidades volumétricas, mas que o assunto seja objeto de regulamentação por parte da ANEEL e passe por ampla discussão<sup>244</sup>.

#### 4. SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

Conforme salientado na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, o capítulo “*subsídios às fontes incentivadas*” possui “*forte vínculo com a correção dos incentivos à migração para o mercado livre*” e correlaciona-se com “*os esforços de valoração explícita de atributos, benefícios e externalidades das fontes, além da melhor representação do preço, em termos espaciais e temporais*”.

Nessa linha, o MME propõe que:

(i) os descontos sobre o fio atualmente concedidos aos empreendimentos de fontes incentivadas (i.a) deixem de ser aplicados “*após o fim do prazo da outorga atual*” e (i.b) sejam mantidos aos “*empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017*”;

(ii) em lugar dos descontos sobre o fio, “*para as outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029*”, seja pago

---

243 Escher Consultoria e Engenharia.

244 Escher Consultoria e Engenharia.

*“prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio”*, para os aproveitamentos hídricos de potência igual ou inferior a 5 MW ou superior a 5 MW e igual ou inferior a 30 MW (mantidas as características de pequena central hidrelétrica), bem como aos *“empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais”*;

(iii) o prêmio de incentivo em tela, *“pago ao titular da outorga”*, corresponda *“ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016”*, *“corrigido pelo IPCA”*, sendo *“idêntico entre as fontes”* de geração contempladas pelo benefício e *“calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários”*;

(iv) o prêmio seja pago *“até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029”* e *“pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017”*; e

(v) os titulares dos empreendimentos que já fazem jus ao desconto no fio e aqueles que tenham empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017 podem abdicar dos percentuais de redução que possuam e pleitear o recebimento do prêmio de incentivo.

As contribuições oferecidas quanto às propostas em questão tiveram por enfoque, em especial, (i) o questionamento quanto à premissa adotada pelo MME de que o desconto no fio, atualmente conferido às fontes incentivadas, consiste em subsídio, e não em compensação pelos benefícios proporcionados por essas fontes, (ii) os prazos fixados para o fim da aplicação dos descontos no fio e também para o fim do pagamento do prêmio de incentivo, (iii) a ausência de parâmetros claros que permitissem estimar o valor do prêmio de incentivo, (iv) a preocupação com os

empreendedores que já realizaram investimentos, mas ainda não possuem outorga, (v) a possibilidade de o valor do prêmio variar de acordo com a fonte e (vi) a necessidade de avaliar também os incentivos implícitos concedidos aos grandes geradores.

#### **4.1. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Concordância com a proposta<sup>245</sup>.

(ii) Apoio à proposta, com a observação de que a eliminação dos subsídios deve ocorrer de forma isonômica para todas as fontes renováveis<sup>246</sup>.

(iii) Concordância com a proposta de fim do desconto sobre o fio e de concessão de subsídio baseado em geração, com a observação de que o prêmio de incentivo deve ser estendido às unidades consumidoras que realizem instalação de empreendimentos em regime de micro e mini geração ou autoprodução<sup>247</sup>.

(iv) Concordância com a proposta, com a observação de que os percentuais de redução nas tarifas de uso devem ser aplicados aos empreendimentos que tenham iniciado o processo de outorga até a promulgação do documento legal resultante da CP 33<sup>248</sup>.

(v) Concordância com a proposta, com a observação de que o mecanismo de adesão para o novo modelo seja permitido somente para geradores que não possuem energia comercializada no ambiente regulado<sup>249</sup>.

(vi) Concordância com a proposta, ressalvadas duas preocupações relacionadas à autorização para que geradores existentes migrem para o novo mecanismo: (i) a primeira decorre do incentivo a que todos os geradores que possuem

---

245 Secretaria de Minas e Energia do Estado do RS, Goldman Sachs, Ícone Energia, ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE e Norsk Hydro.

246 Elektro.

247 EDP.

248 ABRACEEL.

249 PSR Soluções e Consultoria em Energia.

hoje incentivo menor que a média de mercado (que é a base do subsídio proposto) migrem para o novo modelo, e que os geradores cujo subsídio resulte menor do que o novo subsídio não migrem, o que por definição aumentará o custo dos subsídios para os consumidores finais; (ii) a segunda preocupação se refere à permissão para geradores contratados no mercado regulado migrem de modelo, o que geraria *windfall profit*, uma vez que estes geradores já estão contratados no longo prazo<sup>250</sup>.

(vii) Concordância com a proposta, com a observação de que o MME deve elucidar se haverá valores diferentes de prêmios entre as usinas<sup>251</sup>.

(viii) Concordância com a proposta, com a sugestão de que as externalidades positivas de cada fonte sejam usadas para distinguir os valores de prêmios entre elas<sup>252</sup>.

(ix) Concordância com a proposta, com a observação de que os empreendimentos que entrarem com requerimento de outorga, em conformidade com a regulação específica da ANEEL, até dezembro de 2017, poderão obter suas outorgas nos moldes atuais com direito ao desconto na TUSD/TUST<sup>253</sup>.

(x) Concordância com a proposta, ressalvada a necessidade de medidas complementares que tratem potencial elevação de tarifas nas regiões Norte e Nordeste<sup>254</sup>.

(xi) Concordância com a proposta, com a observação de que deve haver a imposição de um valor teto para os subsídios desta natureza, a exemplo do que é proposto para outros itens de despesa da CDE<sup>255</sup>.

(xii) Concordância com a proposta, com a observação de que as indústrias

---

250 PSR Soluções e Consultoria em Energia.

251 Safira Energia.

252 Safira Energia.

253 Safira Energia.

254 Equatorial.

255 Equatorial.

expostas ao mercado internacional sejam isentas de custos relacionados ao suporte de fontes renováveis<sup>256</sup>.

(xiii) Concordância com a proposta, devendo observadas as seguintes diretrizes: (i) prioridade de despacho; (ii) previsão de ressarcimento de perdas de prêmio decorrentes de redução de geração causada por terceiros; e (iii) estabelecimento de volume mínimo a ser contratado<sup>257</sup>.

(xiv) Concordância com a proposta, com a observação de que o prazo exíguo previsto para a alteração de metodologia pode prejudicar projetos cujos processos de obtenção de outorga estejam em andamento<sup>258</sup>.

(xv) Concordância com a proposta, com a observação de que o valor do prêmio de incentivo deve ser legalmente fixado<sup>259</sup>.

(xvi) Concordância com a proposta, com a observação de que deve ser feito o aprimoramento dos leilões específicos para fontes incentivadas e diferenciadas por tipo de fonte<sup>260</sup>.

(xvii) Concordância com a faculdade concedida às outorgas existentes de migrar para a forma de incentivo<sup>261</sup>.

## **4.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Retirar os subsídios às fontes incentivadas, mas desde que implementadas outras medidas que permitam sua ampliação e viabilidade, como a realização de leilões direcionados para essas fontes de maneira individualizada, com possibilidade

---

256 Norsk Hydro.

257 ENEL.

258 ENEL.

259 ENEL.

260 CONCEL.

261 Brookfield.

de leilões regionais<sup>262</sup>.

(ii) Estabelecer prazos diferenciados para vigência dos incentivos das fontes renováveis, prazos esses dosados com base nas características da usina e no tempo necessário à amortização dos investimentos (a serem estabelecidos pela ANEEL e pela EPE)<sup>263</sup>.

(iii) Substituir o sistema atual de incentivo por pagamento de prêmios e créditos conjugados com a promoção de programas com linhas de crédito ou financiamento para os investidores consumidores interessados<sup>264</sup>.

(iv) Em vez do pagamento de prêmio, escalonar uma redução no desconto na TUSD até dezembro de 2029, quando o desconto deixaria de ser concedido a novos empreendimentos e extinto quando encerrado o prazo de outorga dos empreendimentos existentes<sup>265</sup>.

(v) No caso da geração distribuída, atrelar os prêmios aos sinais locais, mediante cálculo da contribuição de cada instalação para postergação de investimentos de expansão e confiabilidade na geração de grande escala e em sistemas de transmissão e distribuição. Analisar o custo evitado pela instalação<sup>266</sup>.

(vi) Atribuir prêmios em valores distintos, garantindo tratamento diferenciado para fontes distintas, o que promove igualdade substancial e não apenas formal entre as fontes<sup>267</sup>.

(vii) Extinguir os subsídios às fontes fósseis por meio da CCC/CDE<sup>268</sup>.

(viii) Reconhecer o biogás como fonte renovável e incluí-lo no texto-base da

---

262 Conselho de Consumidores – CPFL Paulista e CPFL Piratininga.

263 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

264 Energy Choice.

265 Conselho de Consumidores da CONSERN.

266 Energy Choice.

267 UFBA.

268 UFBA.

proposta<sup>269</sup>.

(ix) Para viabilizar o amadurecimento da tecnologia do biogás, prever no inciso II do § 1º-E do artigo 26 da Lei n. 9.427/1996 que o pagamento do prêmio deverá ser idêntico entre as fontes, exceto para *“aqueles que usem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos e efluentes agroindustriais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, que corresponderá ao valor médio dos benefícios obtidos por essas fontes em 2016, corrigido pelo IPCA”*<sup>270</sup>.

(x) Esclarecer se (i) o prêmio será pago por gerar energia contratada? (ii) o prêmio será linear/idêntico entre as fontes, independentemente da localização e do seu montante?<sup>271</sup>.

(xi) Não limitar o prêmio de incentivo ao gerador de energia renovável a 31.12.2030, de forma que possa ser postergado para que o país possa atender aos compromissos assumidos nos acordos ambientais<sup>272</sup>.

(xii) Pagar o prêmio até o fim da outorga atual, mesmo que esta ocorra posteriormente a 31.12.2030<sup>273</sup>.

(xiii) Detalhar o valor e o cálculo do prêmio, bem como quanto a forma de seu faturamento e sua tributação<sup>274</sup>.

(xiv) Realizar AIR para comprovação da redução da CDE com a sistemática de pagamento de prêmio em lugar de desconto no fio<sup>275</sup>.

(xv) Estabelecer que a linha de corte a partir da qual novas outorgas deixarão

---

269 Associação Brasileira de Biogás e Biometano – ABIOGÁS.

270 Associação Brasileira de Biogás e Biometano – ABIOGÁS.

271 Cigré Brasil.

272 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

273 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

274 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

275 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

de ter desconto no fio deverá ser janeiro/2019, e não 31.12.2017, pois em 06.09.2017 ocorreu o cadastramento para o Leilão de Energia Nova, no qual foi levada em conta a atual regulamentação<sup>276</sup>.

(xvi) Ressalvar que a abertura mais acelerada do mercado já permitiria redução mais acelerada dos subsídios das fontes incentivadas, criando ambiente mais competitivo<sup>277</sup>.

(xvii) Ressalvar que a introdução de bônus pela geração já contratada pode caracterizar subsídio cruzado<sup>278</sup>.

(xviii) Explicitar o tratamento que será dado à aquisição da energia incentivada concedida a novas outorgas pelos consumidores especiais – se servirá como lastro/energia sem a concessão de desconto<sup>279</sup>.

(xix) Considerar, além da confiabilidade, a sustentabilidade da fonte<sup>280</sup>.

(xx) Ressalvar que, caso a substituição do desconto no fio pelo pagamento de prêmio seja implementada antes da desobrigação de aquisição de energia incentivada pelos consumidores especiais, estes permanecerão condicionados à compra exclusiva de energia dos geradores incentivados, dando poder para que os geradores não repassem aos consumidores finais os incentivos a eles alocados<sup>281</sup>.

(xxi) Alertar para o risco de judicialização do setor devido ao fim do desconto para o consumidor<sup>282</sup>.

(xxii) Concatenar a implementação do prêmio com o fim da obrigatoriedade de aquisição de energia incentivada<sup>283</sup>.

---

276 Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN e UNICA.

277 Cigré Brasil.

278 Cigré Brasil.

279 Cigré Brasil.

280 Cigré Brasil.

281 COPEL.

282 COPEL.

283 COPEL.

(xxiii) Ressalvar que os geradores com contratos no ACR receberão incentivo maior do que o previsto no momento da contratação<sup>284</sup>.

(xxiv) Estipular regra de transição para redução no valor do subsídio, cujo limite *máximo* deve ser aquele concedido em 2016<sup>285</sup>.

(xxv) Diferenciar o valor do prêmio de acordo com os atributos de cada fonte<sup>286</sup>.

(xxvi) No caso dos subsídios previstos apenas em decreto, promover sua redução progressiva até 2030.<sup>287</sup>

(xxvii) Extinguir o prêmio de incentivo somente quando implementadas outras medidas compensatórias e de incentivo às energias limpas ou implementadas outras medidas desestimulantes às energias poluentes<sup>288</sup>.

(xxviii) Ressalvar que, ao definir que as outorgas concedidas a partir de 2018 terão direito ao prêmio em função da energia gerada, desconsiderando o consumo próprio, o termo “consumo próprio” traz dupla interpretação, uma vez que pode se referir ao consumo da geração ou ao consumo das unidades correlatas de um autoprodutor<sup>289</sup>.

(xxix) Ressalvar que o prêmio deve ser oferecido pela energia produzida, independentemente do seu destino, seja para consumo próprio ou para comercialização, desconsiderando apenas o consumo da geração<sup>290</sup>.

(xxx) Estabelecer que os descontos no fio devem ser aplicados (i) até o final do prazo da outorga vigente, (ii) aos empreendimentos que já tenham aportado

---

284 COPEL.

285 ABRACE.

286 ABRACE e Brookfield.

287 ABRACE.

288 SINDIENERGIA-CE e Câmara Setorial de Energias Renováveis do Ceará.

289 Ecom Energia.

290 Ecom Energia, ABIAPE e Votorantim.

ou venham a aportar, em até 60 dias, as garantias financeiras exigidas pela ANEEL para o desenvolvimento do projeto ou para a emissão da outorga e (iii) aos empreendimentos de aproveitamento hidrelétrico de capacidade reduzida, que já tenham sido devidamente registrados perante a ANEEL<sup>291</sup>.

(xxxi) Estabelecer o valor do prêmio de incentivo de acordo com cada fonte e a ser pago ao gerador em função da potência do empreendimento<sup>292</sup>.

(xxxii) Não retirar os subsídios às fontes incentivadas sem buscar verificar os benefícios trazidos por estas fontes, que não estão devidamente sinalizados nas tarifas de transporte<sup>293</sup>.

(xxxiii) Honrar contratos já assinados para manter estabilidade legal e regulatória<sup>294</sup>.

(xxxiv) Como o prazo para alteração é muito curto, para projetos cujo processo de obtenção de outorga já esteja em andamento e seja finalizado até dezembro de 2018, permitir a outorga de acordo com a metodologia atual<sup>295</sup>.

(xxxv) Iniciar gradualmente a redução do prêmio até 2030, mas garantir esse direito durante período compatível com a outorga<sup>296</sup>.

(xxxvi) Incluir previsão legal de ressarcimento da perda do prêmio de incentivo, em caso de redução de geração causada por terceiros, de empreendimentos que estejam em operação comercial nessa modalidade<sup>297</sup>.

(xxxvii) Considerar a concessão desse subsídio para novos empreendimentos por meio de leilões regionais e por fonte<sup>298</sup>.

---

291 Alupar.

292 Alupar.

293 Marangon Consultoria & Engenharia.

294 Instituto Acende Brasil.

295 Instituto Acende Brasil.

296 Instituto Acende Brasil.

297 Instituto Acende Brasil.

298 Instituto Acende Brasil.

(xxxviii) Aplicar descontos no fio aos empreendimentos outorgados ou àqueles que tenham registrada a adequabilidade aos estudos de inventário e ao uso do potencial hidráulico do Sumário Executivo, com a devida publicação do Despacho de Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo, até 31 de dezembro de 2018<sup>299</sup>.

(xxxix) Adiar em um ano o período pelo qual outorgas concedidas a novos empreendimentos deverão receber o prêmio de incentivo das fontes renováveis e dilatar em cinco anos a data limite para pagamento do referido prêmio<sup>300</sup>.

(xl) Extinguir por completo os subsídios. Os prêmios de incentivo devem ser deduzidos dos encargos setoriais ou dos tributos (ICMS/PIS e COFINS) que impactam a tarifa de energia paga pelos consumidores<sup>301</sup>.

(xli) Fixar os subsídios por tipo de fonte, considerando como uma das premissas a realidade local de cada área de concessão<sup>302</sup>.

(xlii) Esclarecer que as centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, sujeitas apenas ao processo de registro junto à ANEEL, também são elegíveis ao recebimento do subsídio<sup>303</sup>.

(xliii) Normatizar de forma conjunta, por meio do MME e do MMA, medidas de equilíbrio das diferenças de custos entre diversas fontes e de proteção do meio ambiente<sup>304</sup>.

(xliv) Substituir a expressão “Prêmio de Incentivo” por “Compensação das Renováveis”<sup>305</sup>.

(xlv) Calcular o prêmio de acordo com a fonte e implementar a alteração da

---

299 ABIAPE.

300 ABIAPE.

301 Conselho de Consumidores da COPEL.

302 Conselho de Consumidores da COPEL.

303 Capitale Energia.

304 Câmara Setorial de Energias Renováveis do Ceará.

305 Câmara Setorial de Energias Renováveis do Ceará.

metodologia a partir de 31.12.2018<sup>306</sup>.

(xlvi) Definir período de transição, no qual novos projetos possam optar em qual modelo preferirão seguir, e nesse período de transição, abrir nova discussão sobre o tema, para então instituir uma metodologia que seria válida a partir de uma determinada data<sup>307</sup>.

(xlvii) Estabelecer que a transição para qualquer novo regime de incentivos deve começar a partir de 1º de janeiro de 2019<sup>308</sup>.

(xlviii) Prever que as outorgas emitidas nesse novo desenho devem contar com 10 anos de incentivos, bem como que a transição para este modelo a partir de 2019 é importante para que não haja entendimentos e precificações contraditórias nos próximos leilões de energia nova a serem realizados em 2017 e 2018<sup>309</sup>.

(xlix) Ressalvar a inadequação da extinção do benefício integral para as outorgas concedidas a partir de 1º de janeiro de 2018, uma vez que os empreendedores já despenderam recursos na elaboração de projetos e contam com os incentivos em voga<sup>310</sup>.

(l) Respeitar o direito adquirido ao desconto do fio aos empreendedores que já tiverem DRS, tendo em vista que investiram pelo menos 5 anos nos projetos até obter o respectivo DRS na regra antiga<sup>311</sup>.

(li) Estender a possibilidade de desconto nas tarifas de uso para empreendimentos outorgados ou para aqueles que tenham registrada a adequabilidade aos estudos de inventário e ao uso do potencial hidráulico do Sumário Executivo, com a devida publicação do Despacho de Registro de Adequabilidade do Sumário

---

306 Neoenergia.

307 Simple Energy.

308 Casa dos Ventos.

309 Casa dos Ventos.

310 Votorantim.

311 ABRAPCH.

Executivo (DRS-PCH), até 31 de dezembro de 2018, pois diversas usinas em fase de projeto foram desenvolvidas considerando o desconto e não estarão autorizadas até o prazo sugerido pelo MME<sup>312</sup>.

(lii) Condicionar a retirada do desconto do fio à retirada de todos os subsídios, privilégios, favorecimentos e alocações de riscos desbalanceados de todas as fontes<sup>313</sup>.

(liii) Rever a ausência de proporcionalidade e razoabilidade em se conceder 35 anos de outorga para hidrelétricas, com direito a renovação por mais 30 anos, mediante pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP, enquanto as demais fontes renováveis, sem exceção, não possuem prazo para amortizar seus investimentos e não pagam UBP ou os custos de emissão de GEE, em razão da intermitência e a necessidade complementar de geração térmica<sup>314</sup>.

(liv) Deixar de exigir que as hidrelétricas assumam o risco hidrológico, sem exigir que as outras fontes assumam o risco eólico, solar, de variação do preço dos combustíveis fósseis, de preço da biomassa, entre outros<sup>315</sup>.

(lv) Deixar de discriminar apenas os aproveitamentos hidrelétricos entre 5 e 50 MW sem características de PCH<sup>316</sup>.

(lvi) Garantir regra de transição que não onere as autorizações de PCH existentes<sup>317</sup>.

(lvii) Garantir que o valor do prêmio não seja inferior ao desconto atual<sup>318</sup>.

(lviii) Nivelar no tocante ao prêmio de incentivo todos os empreendimentos

---

312 ABIAPE.

313 ABRAPCH.

314 ABRAPCH.

315 ABRAPCH.

316 ABRAPCH.

317 ABRAPCH.

318 ABRAPCH.

passíveis de autorização<sup>319</sup>.

(lix) Instituir bolsa de energia, com livre e transparente negociação de contratos, que poderá ser operada preferencialmente pelos agentes do mercado ou, alternativamente, pela CCEE, como requisito indispensável para a abertura do mercado, expansão da oferta e redução dos subsídios de energia incentivada<sup>320</sup>.

(lx) Realizar AIR previamente à instituição de novas políticas públicas<sup>321</sup>.

(lxi) Promover (i) prorrogação do prazo de aplicação da redução dos subsídios às fontes incentivadas visando manter a análise de viabilidade de empreendimentos que já se encontram em fase adiantada de desenvolvimento; (ii) maior detalhamento da forma de cálculo do prêmio de incentivo; (iii) vinculação do valor do prêmio à potência do empreendimento; e (iv) preservação da flexibilidade para a definição dos prêmios a serem pagos às diferentes fontes, de maneira que deve ser suprimida a previsão de que os prêmios sejam idênticos entre as diferentes fontes<sup>322</sup>.

(lxii) Vincular o fim do desconto da TUST/D à clara precificação de todas as externalidades das fontes renováveis, inclusive dos benefícios que ultrapassam as esferas técnica e operacional<sup>323</sup>.

(lxiii) Conferir prazo até 2018 para que os empreendimentos em processo de outorga possam obtê-las sob o regime atual<sup>324</sup>.

(lxiv) Calcular o valor do prêmio com base na garantia física vigente em 2016, pois os descontos aplicados às TUSD/TUST são relativos à comercialização de energia

---

319 ABRAPCH.

320 ABRAPCH.

321 ABRAPCH.

322 APINE.

323 CPFL.

324 CPFL e Brookfield.

incentivada, cujo lastro é dado pela garantia física dos agentes participantes<sup>325</sup>.

(lxv) Estabelecer prêmio que efetivamente considere as diferenças entre as fontes renováveis e que seja capaz de promover o avanço das fontes renováveis em diferentes estágios de maturação no país<sup>326</sup>.

(lxvi) Estabelecer que o prêmio será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e diferenciado por fonte e, ainda, passe por processo anual de atualização em seu valor para novos contratos, permitindo ao MME levar em consideração a evolução tecnológica e amadurecimento gradual de cada uma das fontes em separado<sup>327</sup>.

(lxvii) Prever que o prêmio será concedido por unidade de garantia física, o que garantiria a previsibilidade desejável para o fluxo de caixa futuro<sup>328</sup>.

(lxviii) Na apuração do prêmio, não considerar, no denominador, os montantes associados à energia convencional especial (que não auferem qualquer incentivo econômico) e os montantes de energia acima de 30 MW de empreendimentos que possuem com desconto limitado a 30 MW da potência injetada<sup>329</sup>.

(lxix) Aplicar as mudanças para as outorgas emitidas a partir de 2019, conferindo-se prazo adequado para estabilização e ampla publicidade das medidas, sem que se frustrem expectativas do mercado quanto a empreendimentos viabilizados em 2018<sup>330</sup>.

(lxx) Não restringir o prazo para que o agente opte pelo novo modelo, pois o prêmio visa a corrigir as distorções provocadas pelo subsídio cruzado e, portanto,

---

325 CPFL.

326 ABSOLAR.

327 ABSOLAR.

328 Brookfield.

329 Brookfield.

330 ABEEOLICA.

deve poder ser adotado a qualquer tempo<sup>331</sup>.

(lxxi) Oferecer o prêmio para todas as fontes incentivadas, independentemente do seu destino ou ambiente de comercialização, seja para consumo próprio ou para comercialização, seja para mercado livre ou regulado<sup>332</sup>.

(lxxii) Realocar o início do pagamento do prêmio para 2019 e atualizar as bases dos descontos concedidos para as fontes incentivadas para o ano de 2017<sup>333</sup>.

(lxxiii) Estabelecer regras claras antes da implementação da medida<sup>334</sup>.

(lxxiv) Esclarecer o porquê de o MME adotar o ano de 2016, que não foi auditado, como referência para a fixação do prêmio<sup>335</sup>.

(lxxv) Prever que o prêmio de incentivo deve ser a única forma de conceder subsídios a novas usinas que sejam alvo de política pública de fomento, de maneira que cessaria qualquer segregação de demanda por tipo de fonte em leilões (mesmo de lastro)<sup>336</sup>.

(lxxvi) Caso seja mantida a proposta veiculada na CP, simular o impacto que a proposta teria na CDE<sup>337</sup>.

(lxxvii) Não limitar, *a priori*, o valor do subsídio ao montante de subsídios concedidos no ano de 2016. Caso seja mantida essa referência, deve-se somar ao valor considerado a quantia de R\$ 454,3 milhões (correspondente à subvenção da CDE à TUST, inaugurada pela Lei n. 13.360/2016)<sup>338</sup>.

(lxxviii) Não manter os subsídios aos consumidores de fontes incentivadas

---

331 ABEEOLICA.

332 ABEEOLICA.

333 ABEEOLICA.

334 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

335 ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE.

336 Engie.

337 Engie.

338 Engie.

até 2030, tendo em vista que a medida demandará notável aumento da CDE<sup>339</sup>.

(lxxix) Esclarecer se o montante de energia de 2016 utilizado como base de cálculo do prêmio é a energia produzida, a energia comercializada ou a energia baseada na garantia física das usinas<sup>340</sup>.

(lxxx) Não promover a indexação pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA ou por qualquer outro índice de preços da economia, uma vez que a energia elétrica faz parte da cesta de produtos e serviços medidos por esses índices e que a CDE é um dos itens de maior impacto, e a indexação do prêmio irá realimentar a inflação<sup>341</sup>.

(lxxxi) Se for concedido o prêmio de incentivo às novas outorgas, submetê-lo ao limite de gastos proposto para a racionalização dos demais descontos tarifários custeados pela CDE<sup>342</sup>.

### *Das 55 contribuições oferecidas quanto a este subtópico, 15 tratam da fixação de prêmios diferenciados a depender da fonte*

#### **4.3. Contribuições contrárias à proposta**

(i) O MME deve ser mais conservador no que diz respeito à retirada do benefício sobre a TUSD e sua substituição ao prêmio de incentivo, pois os geradores não repassarão o benefício do prêmio, uma vez que não há obrigação legal que os condicione a tanto<sup>343</sup>.

(ii) Geradores de fontes renováveis que vendem energia em leilões para o

---

339 INEE.

340 ANEEL.

341 ANEEL.

342 ANEEL.

343 Grupo Elétron Energy.

mercado regulado não devem receber o prêmio, pois não proporcionam reduções com tarifas de uso para as distribuidoras<sup>344</sup>.

(iii) Criação de bônus para o gerador não irá homogeneizar o produto (energia convencional e incentivada), pois permanecerá a reserva de mercado das fontes incentivadas em relação ao consumidor especial<sup>345</sup>.

(iv) A medida implicará aumento da CDE<sup>346</sup>.

(v) Para se conferir um ambiente de competição justa, faz-se necessário, antes, reconhecer explicitamente todos os subsídios de todos os empreendimentos, inclusive dos estruturantes, e criar mecanismo capaz de refletir a realidade do preço de comercialização de energia para cada um dos empreendimentos, passando inclusive pelos aspectos tributários, o que não está devidamente contemplado na NT 5/2017, que limita-se a tratar especificamente o desconto no fio como subsídio às fontes renováveis, o que também não está correto<sup>347</sup>.

(vi) O desconto não é um subsídio e, eventualmente, existem centrais que estão recebendo menos que deveriam pelo serviço prestado ao sistema elétrico (redução de perdas e no custo evitado da expansão do sistema)<sup>348</sup>.

(vii) Não faz sentido a aplicação de descontos ou pagamento de prêmios para usinas conectadas na rede básica, que já possuem vantagens econômicas de escala, tais como acesso a taxas de financiamento menores, pagamento de taxas e encargos menores, entre outras vantagens que se aplicam a projetos de grande porte<sup>349</sup>.

(viii) O prêmio não deve ser aplicado a todas as fontes incentivadas, mas somente às fontes renováveis, conectadas em redes de baixa e média tensão, com

---

344 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

345 COPEL.

346 COPEL.

347 Brasil PCH.

348 Brasil PCH.

349 Neoenergy Engenharia e Consultoria Ltda.

tensão máxima de conexão de 34,5kV<sup>350</sup>.

(ix) O prêmio anual deveria ser calculado de acordo com a fórmula abaixo<sup>351</sup>:

$$PET=IPT \times CME^{352}$$

(x) Incentivar fontes alternativas por meio de bonificação sem garantir recursos para tal fará com que o consumidor seja impactado na tarifa. Diante desse contexto, o estabelecimento de outras fontes de recursos para custear tal subsídio seria a melhor forma de manter os incentivos<sup>353</sup>.

(xi) Deve ser incluído um limite no repasse do encargo para a tarifa<sup>354</sup>.

(xii) A proposta não funcionará, pois aumentará substancialmente o volume de subsídios e distorcerá a competição relativa entre as fontes<sup>355</sup>.

(xiii) Devem ser mantidos os descontos já concedidos na forma atual (desconto sobre o fio) até o final das atuais autorizações<sup>356</sup>.

(xiv) Para novas usinas, deve ser estabelecido prêmio de risco volumétrico (R\$/MWh) para cada tipo de tecnologia, a ser arbitrado discricionariamente pelo poder concedente, desde que seja explícito, volumétrico e isonômico por tipo de tecnologia<sup>357</sup>.

(xv) Não merece prosperar a proposta, pois (i) o MME não apresentou com clareza os benefícios de uma competição total entre as fontes no mercado livre, nem se preocupou com seus eventuais efeitos colaterais, tais como a inabilidade do mercado competitivo de prover suficiente diversidade na matriz elétrica e (ii) não

---

350 Neoenergy Engenharia e Consultoria Ltda.

351 Neoenergy Engenharia e Consultoria Ltda.

352 IPT – Índice do ano anterior das perdas técnicas publicado pela ANEEL; CME – Valor do Custo Marginal de Expansão calculado pela EPE; PET – Prêmio Eficiência Técnica

353 Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Mato Grosso – CONCEL.

354 Engie.

355 Engie.

356 Engie.

357 Engie.

foi apresentada uma efetiva análise de impacto regulatório que justifique uma alteração tão radical na política pública instituída pelo Congresso Nacional em 1998, reiterada em diversas oportunidades desde então, inclusive na Lei 13.360/2015<sup>358</sup>.

(xvi) No entanto, se aprovada a proposta, prever<sup>359</sup>:

(a) que não seja previamente delimitada uma data para o fim do estímulo sem que as premissas relativas à competitividade dessas fontes sejam comprovadas;

(b) que o encerramento do incentivo vigente ocorra somente após a definição dos atributos das fontes renováveis;

(c) que a aplicação do prêmio observe a garantia física vigente do empreendimento, em lugar da energia efetivamente produzida, assegurando-se previsibilidade ao investidor, tal como proposto para a definição da “*energia elétrica auto-produzida*” a ser empregada no cálculo dos respectivos encargos setoriais devidos por autoprodutores;

(d) que o valor do prêmio deve observar, por período não inferior a 5 (cinco) anos, o valor pago para cada fonte no ano de 2016, de modo proporcional;

(e) que, em qualquer caso, sejam preservadas as condições atuais para aqueles que já realizaram investimentos, mas que ainda não possuem outorga, desde que os respectivos agentes já tenham realizado o aporte das garantias financeiras exigidas pela ANEEL (para elaboração de projeto ou para emissão da outorga) ou venham a fazê-lo em até 60 (sessenta) dias contados da publicação da lei; e

(f) que o regime vigente seja mantido para os titulares de empreendimentos de aproveitamento hidrelétrico de capacidade reduzida – as CGHs – que tenham sido registrados, na forma do art. 8º da Lei 9.074/1995, até a entrada em vigor da nova legislação.

---

358 ABRAGEL.

359 ABRAGEL.

(xvii) Não deve ser extinto o desconto na tarifa fio, tendo em vista não se saber a fórmula de cálculo e a valoração do prêmio que o substituirá<sup>360</sup>.

(xviii) Os efeitos dos subsídios implícitos concedidos aos grandes geradores precisam deixar de influenciar nas tarifas negociadas, para que o mercado seja regido em condições mais igualitárias<sup>361</sup>.

(xix) Deve ser adotada metodologia de incentivo diversa da proposta pelo MME: os subsídios atualmente concedidos aos geradores e aos consumidores através de desconto na TUST/D seriam pagos, aos novos empreendimentos de fontes incentivadas, pelo encargo de confiabilidade no momento da contratação – sendo que esses empreendimentos teriam um valor diferenciado nessa contratação, refletindo o prêmio que está sendo proposto para a valoração dos benefícios oriundos dessas fontes<sup>362</sup>.

(xx) A criação de um mecanismo de prêmio resultaria em maior complexidade regulatória<sup>363</sup>.

(xxi) A adoção do modelo elencado na CP não reduzirá os encargos e tarifas custeados pelo mercado<sup>364</sup>.

(xxii) As alterações propostas na CP aumentarão as ofertas de energia oriundas dos grandes projetos hidrelétricos, ponto este desvantajoso, já que os custos com a construção de linhas de transmissão são suportados pelos consumidores<sup>365</sup>.

(xxiii) A proposta fere o princípio de redução dos gastos da CDE, estabelecido no § 2º-A da Lei nº 10.438/2002, na medida em que permite a adesão das atuais outorgas ao novo sistema, o que, conforme apontado na própria NT 5/17, deverá

---

360 Minas PCH.

361 Minas PCH e Rayzen.

362 CCEE.

363 CCEE.

364 Rayzen.

365 Rayzen.

aumentar os gastos da CDE<sup>366</sup>.

(xxiv) A existência desse tipo de subsídio não é benéfica para o setor e que no atual contexto<sup>367</sup>.

(xxv) Não deveriam ser concedidos descontos tarifário ou prêmio de incentivo às novas outorgas concedidas a partir de 2018<sup>368</sup>.

(xxvi) Subsídios para fontes alternativas prejudicam a isonomia entre os agentes<sup>369</sup>.

## 5. RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE

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

São as seguintes as propostas referentes ao tema:

(i) *“a partir de 1º de janeiro de 2019”, os descontos “aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição e nas tarifas de energia elétrica” serão “convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica”, conversão essa que “utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016”;*

(ii) *a soma dos descontos referidos no item (i) acima “não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de*

---

366 ANEEL.

367 ANEEL.

368 ANEEL.

369 GD Solar e Conselho de Consumidores da COPEL.

*serviço público de energia elétrica”;*

(iii) *“o valor resultante da conversão [...] poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite”* do valor desembolsado em 2016, corrigido na forma indicada no item (ii) acima;

(iv) os descontos em tela poderão ser condicionados (iv.a) *“à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio”* e (iv.b) *“a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo”*; e

(v) as previsões anteriores não se aplicam aos descontos e ao prêmio de incentivo referentes às fontes incentivadas.

A propósito do tema, as contribuições versam, em sua maioria, sobre (i) a adoção do desconto em reais por unidade de consumo de energia elétrica, e não em percentual, (ii) sobre a eleição do ano de 2016 como teto dos descontos, e (iii) o cronograma de implementação da medida – seja para aplicação imediata, seja para estabelecimento de regime de transição, com escalonamento regressivo de descontos.

## **5.1. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Concordância integral com a proposta<sup>370</sup>.

(ii) Concordância com a proposta, com a ressalva de que, para que a meta seja alcançada, os custos deveriam ser auditados e deveria haver definição estratégica quanto aos limites<sup>371</sup>.

(iii) Concordância com a proposta, com a observação de que o valor total do

---

370 Cigré Brasil, Ecom Energia, ABRACEEL, PSR Soluções, Consultoria em Energia LTDA. Goldman Sachs e Ícone Energia.

371 Norsk Hydro.

custo do CDE seja determinado não como média, mas como um valor máximo, considerando o valor inicial de 2016, mantendo constante auditoria e governança mais eficaz ao longo dos custos<sup>372</sup>.

(iv) Concordância com a proposta, desde que seja criado mecanismo que assegure o repasse tarifário integral do subsídio, por parte da distribuidora, caso haja a concessão de subsídios acima do teto estipulado<sup>373</sup>.

(v) Concordância com a proposta, com a sugestão de que sua vigência se dê a partir de 2019, com o que a base de cálculo deveria ser atualizada para 2017, em vez de 2016<sup>374</sup>.

(vi) Concordância com a proposta, com a sugestão de implantação de um cronograma de racionalização mais acelerado<sup>375</sup>.

## **5.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Não considerar o ano de 2016 como referência para limitação dos subsídios estabelecidos na CDE, pois o valor do encargo naquele ano é o maior do intervalo 2013-2016. Deve ser utilizada a média dos referidos 4 anos: R\$ 5,6 bilhões.<sup>376</sup>

(ii) No caso das fontes renováveis, prever que, para ter direito ao subsídio, que será calculado com valor unitário e não mais vinculado a desconto no fio, novos empreendimentos devem ser submetidos a processo competitivo, e que deve haver uma regra de transição para redução no valor do subsídio. Também no caso dos subsídios previstos apenas em decreto, criar regra para redução progressiva do limite de subsídios até 2030<sup>377</sup>.

---

372 Norsk Hydro.

373 ENEL.

374 ABEEOLICA.

375 Thymos Energia.

376 Replace Projetos e Consultoria em Energia.

377 ABRACE.

(iii) Ajustar a Lei n. 10.438/2002 de acordo com a proposta de redução no desconto na TUSD<sup>378</sup>.

(iv) Prever que o parágrafo 5º do artigo 13-A, que apresenta proposta de alteração da Lei n. 10.438/2002, seja estendido à subvenção às cooperativas de eletrificação rural (permissionárias ou concessionárias) da mesma forma que blinda os descontos para as fontes incentivadas, que por sua vez também estão sendo adequados<sup>379</sup>.

(v) Rever a alocação dos custos a serem rateados entre os cativos e livres, de maneira a se criar CDE-ACR (com custos que recaem somente sobre o mercado regulado) e *“outra CDE que agrupe os demais custos decorrentes de política pública”*<sup>380</sup>.

(vi) Esclarecer como implementar a exigência de contrapartidas e critérios de acesso<sup>381</sup>.

(vii) Quantificar previamente o efeito da mudança para consumidores Baixa Renda e para a sustentabilidade do Programa Luz para Todos ainda por executar<sup>382</sup>.

(viii) Ressalvar que, a partir de 1º de janeiro de 2018, os encargos CDE e PROINFA deveriam ser recolhidos e repassados pela CCEE, e não mais recolhidos mediante contratação do uso do sistema de transmissão pelos consumidores livres, a fim de reduzir a judicialização do setor<sup>383</sup>.

(ix) Manter os descontos em percentual, uniformes em todo o Brasil, sob pena de serem efetivados descontos diferenciados entre as concessões, pois as tarifas são diferentes<sup>384</sup>.

---

378 Conselho de Consumidores da CONSERN.

379 FECOERGS.

380 ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE.

381 Instituto Acende Brasil.

382 Instituto Acende Brasil.

383 Eletrobrás.

384 Equatorial.

(x) Intensificar a redução, até a extinção, dos descontos concedidos às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, bem como àquelas enquadradas como autorizadas pelo poder concedente, uma vez que tais descontos não tem sinal econômico adequado e geram distorções nas tarifas de energia aplicáveis aos consumidores de energia elétrica<sup>385</sup>.

(xi) Ressalvar que, enquanto houver famílias cadastradas no CadÚnico, é importante a manutenção integral do desconto concedido na TSEE, custeado pela CDE ou por políticas públicas do Governo Federal quando houver escassez de recursos neste fundo setorial, ou seja, custeado pelos contribuintes e não exclusivamente pelos consumidores de energia elétrica<sup>386</sup>.

(xii) Promover o escalonamento regressivo de descontos<sup>387</sup>.

(xiii) Ressalvar que a concessão de descontos aos usuários que desenvolvem atividades de alto consumo de energia no chamado horário reservado deveria ocorrer de forma automática. Isto é, as tarifas locacionais e horárias, se implementadas, deveriam capturar a ociosidade da rede e praticar de modo mais automatizado tais descontos. A otimização do sistema evitaria a aplicação de descontos especiais, por exemplo, à classe rural e aos irrigantes<sup>388</sup>.

(xiv) Conceder os mesmos descontos às classes de consumo equivalentes, independentemente da respectiva localização<sup>389</sup>.

(xv) Direcionar o desconto à unidade consumidora de quem dele necessita, a exemplo daqueles que utilizam a energia elétrica com foco na produção rural, das fontes renováveis produtivas que ainda carecem de competitividade e das famílias

---

385 CPFL.

386 CPFL.

387 Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa MS.

388 EDP.

389 EDP.

de baixa renda<sup>390</sup>.

(xvi) Ressalvar que a atual prática de descontos implica que o consumidor Baixa Renda de regiões mais pobres pague mais caro pelo MWh do que o consumidor convencional de regiões mais ricas<sup>391</sup>.

(xvii) Repensar as tarifas da população mais vulnerável, unificando a tarifa Baixa Renda no Brasil. Desse modo, cada faixa de consumo da categoria teria um único valor em qualquer localidade do país<sup>392</sup>.

(xviii) Reduzir dos atuais percentuais gradualmente até a sua completa extinção<sup>393</sup>.

(xix) Esclarecer como será o feito o rateio do montante de recursos destinados aos diversos tipos de descontos tratados no inciso VII do art. 13, em caso de atingimento do limite global de gastos, se será mantida a proporcionalidade verificada no ano de 2016, do ano anterior ao de aplicação dos descontos ou se deverá ser adotado outro critério<sup>394</sup>.

(xx) Esclarecer se o valor em R\$/MWh poderá ser reduzido ao longo do ano corrente em caso de incremento de mercado superior ao previsto ou ainda elevado em caso do mercado não se realizar<sup>395</sup>.

(xxi) Não indexar a unidade de desconto pelo reajuste médio das distribuidoras, ou por qualquer outro índice de preços da economia<sup>396</sup>

(xxii) Para os descontos estabelecidos para a prestação de outros serviços públicos, como é o caso dos descontos para as atividades de "água, esgoto e

---

390 EDP.

391 EDP.

392 EDP.

393 ANEEL.

394 ANEEL.

395 ANEEL.

396 ANEEL.

saneamento”, custeados pela CDE, reduzir o prazo para o fim da aplicação dos descontos, visto que tais serviços têm mecanismos próprios de arrecadação, bem como disposições que igualmente garantem o reequilíbrio dos contratos<sup>397</sup>.

(xxiii) Para os demais descontos, rever o prazo de redução gradual, mantendo-se para os atuais consumidores por um determinado prazo, e tratando de forma diferenciada os novos entrantes<sup>398</sup>.

(xxiv) Revogar o § 3º do art. 1º do Decreto n. 7.891/2013, que permite cumular o desconto concedido aos consumidores da classe rural da baixa tensão com o desconto da atividade de irrigação e aquicultura em horário especial<sup>399</sup>.

(xxv) No caso do desconto destinado à irrigação e aquicultura, revisar os critérios para o enquadramento no benefício para harmonização com a Política Nacional de Recursos Hídricos e revisar os percentuais de desconto, que chegam a 90% em determinadas regiões. Para viabilizar essas alterações, sugere-se a revogação da Portaria MINFRA n. 45/1992, e a inclusão dos percentuais e dos critérios para concessão dos descontos no art. 25 da Lei n. 10.438/2002<sup>400</sup>.

(xxvi) Explicitar os critérios socioeconômicos pretendidos na proposta, sob risco de interpretação que ato de hierarquia inferior estaria restringindo benefícios criados em lei<sup>401</sup>.

(xxvii) Ressaltar que a exigência de contrapartidas dos beneficiários, embora desejada, é de difícil operacionalização intrasetorial, visto que os subsídios são aplicados a outros setores da economia, não acompanhados pelos aplicadores dos descontos<sup>402</sup>.

---

397 ANEEL.

398 ANEEL.

399 ANEEL.

400 ANEEL.

401 ANEEL.

402 ANEEL.

(xxviii) Ressalvar que a proposta de racionalização não trata da universalização e da Tarifa Social de Energia Elétrica<sup>403</sup>.

(xxix) Em relação à política de universalização do acesso, introduzir critério socioeconômico, à semelhança do que foi feito com a Tarifa Social pela Lei n. 12.212/2010<sup>404</sup>.

(xxx) Em vez de se pensar num novo critério socioeconômico, condicionar a gratuidade do acesso e a Tarifa Social de Energia Elétrica ao recebimento do Bolsa Família<sup>405</sup>.

(xxxi) Estender a atual gratuidade das famílias indígenas e quilombolas, de 50 kWh/mês, para as demais famílias, retirando os descontos dos consumos acima desse patamar<sup>406</sup>.

(xxxii) Instituir como obrigação da CDE o pagamento das dívidas decorrentes do suprimento de combustíveis do sistema isolado. O pagamento deve ser realizado diretamente aos fornecedores, sem qualquer intermediação<sup>407</sup>.

(xxxiii) Determinar que a CDE pague diretamente todos os custos fixos (incluindo tributos) do transporte do gás (Ship or Pay) no gasoduto Urucu-Coari-Manaus para a Companhia<sup>408</sup>.

(xxxiv) Alterar a responsabilidade de arrecadação da CDE e do PROINFRA junto aos consumidores especiais conectados na Rede Básica, que passaria dos atuais concessionários de transmissão para a CCEE<sup>409</sup>.

(xxxv) Definir que o valor de CDE ser pago pelos consumidores deve ser

---

403 ANEEL.

404 ANEEL.

405 ANEEL.

406 ANEEL.

407 Petrobrás.

408 Petrobrás.

409 Grupo CEEE e CEMIG.

inversamente proporcional ao valor que pago pelo uso das redes de distribuição<sup>410</sup>.

### 5.3. Contribuições contrárias à proposta

(i) A proposta de fixação de valor único de desconto é medida desarrazoada, que impactaria consumidores das áreas de menor densidade de carga<sup>411</sup>.

## 6. RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS

No último subtópico do Grupo 3, intitulado *“riscos e racionalização de custos dos contratos regulados”*, o MME veicula propostas de recuperação da *“separação dos conceitos de quantidade e disponibilidade, que foram esvaziados pelas alterações promovidas na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015”*, eleição da *“contratação por quantidade como modalidade preferencial”* e *“eventual descomissionamento econômico de usinas termelétricas com custo variável unitário de operação superior ao preço teto do mercado de curto prazo”*.

Mais especificamente, propõe-se que:

(i) *“na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as [...] modalidades”*

(i.a) *“Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação”*, e (i.b) *“Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais”*;

(ii) *“os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo*

---

410 Energisa.

411 Neoenergia.

*definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato”;*

*(iii) “o volume máximo a ser rescindido [...], por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo [...] MME, a partir de estudos da [...] EPE, observada a segurança do abastecimento”;*

*(iv) “é assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão [...], observado o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados”, o que será objeto de regulamento;*

*(v) “caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação”;* e

*(vi) “para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs”.*

Poucas contribuições foram oferecidas quanto à definição da modalidade de contratação por quantidade como a preferencial, tendo a maior parte dos agentes se debruçado sobre a proposta de descomissionamento econômico de usinas termelétricas com CVU elevado, mais especificamente, sobre (i) os efetivos benefícios da medida, eis que condicionada à manifestação de interesse dos geradores termelétricos, (ii) o reconhecimento da exposição vinculada à rescisão dos contratos como involuntária, (iii) a previsão de incentivo aos geradores termelétricos para que promovam a descontração e (iv) outras alternativas de descontração.

***Das 33 contribuições oferecidas quanto a este subtópico, 7 questionam a eficácia da medida e 4 sugerem a modernização de usinas com CVU elevado***

## 6.1. Contribuições favoráveis à proposta

(i) Concordância com a proposta<sup>412</sup>.

(ii) Concordância com a proposta de priorização da modalidade por quantidade<sup>413</sup>.

(iii) Concordância com a proposta, com a ressalva de que se permita que o sistema faça uma oferta para que o gerador seja descomissionado antes do término do CCEAR. Esta oferta para o gerador deve levar em consideração o *trade-off* entre a permanência daquela usina no sistema e a contratação de energia nova para substituí-la<sup>414</sup>.

(iv) Concordância com a proposta, com a ressalva de que deve ser definida regra de transição para redução dos subsídios<sup>415</sup>.

(v) Concordância com a proposta, desde que qualquer exposição vinculada à desativação seja integralmente reconhecida como involuntária, pois somente assim, ela será neutra de risco para a distribuidora<sup>416</sup>.

(vi) Concordância com a proposta, com a observação de que, considerando que tanto o efeito dos contratos por disponibilidade, quanto à exposição financeira têm similaridades com o risco hidrológico, na medida em que (i) são despesas derivadas do processo de contratação de energia, e (ii) não estão contempladas no preço médio de compra previsto pela ANEEL nos processos de reajuste e revisão, ainda que sejam tratadas nas CVAs como despesa com compra de energia, os referidos efeitos também sejam cobertos pela conta de Bandeiras Tarifárias<sup>417</sup>.

(vii) Concordância com a proposta de eventual descomissionamento de

---

412 Ecom Energia, ABRACEEL, Elektro, Ícone Energia.

413 COPEL.

414 PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA.

415 Mitsui & CO LTDA. Mizha Energia Participações Ltda.

416 Equatorial.

417 Equatorial.

usinas termelétricas com CVU superior ao preço teto do mercado de curto prazo, desde que os critérios para mensurar o impacto do descomissionamento sejam públicos e precedidos de discussão com os agentes<sup>418</sup>.

## **6.2. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) Avaliar os impactos da operação do SIN de desconsiderar as UTEs despachadas fora da ordem de mérito<sup>419</sup>.

(ii) Prever a possibilidade de rescisão dos contratos com CVU elevado e sua substituição por térmicas em regime de geração de base, com CVU mais baixo<sup>420</sup>.

(iii) Avaliar a participação em leilões de novos empreendimentos no caso de modernização/troca de combustível para outros mais eficientes, mesmo com a descontração sugerida na proposta do MME<sup>421</sup>.

(iv) Avaliar a participação em leilões de novos empreendimentos no caso de geradoras que rescindiriam o CCEAR e irão passar pela modernização/ troca de combustível<sup>422</sup>.

(v) Manter a previsão do artigo 2º da Lei n. 10.848/2002 de que o risco assumido pelo vendedor é somente o hidrológico, exceção feita à parcela da energia repactuada nos termos da Lei n. 13.203/2015<sup>423</sup>.

(vi) Neutralizar para as distribuidoras o risco de subcontratação decorrente de rescisão de contratos por disponibilidade cujo CVU seja superior ao PLD teto<sup>424</sup>.

(vii) Esclarecer qual a vantagem velada que o gerador com CVU maior

---

418 ENEL.

419 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

420 EDP.

421 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

422 Cigré Brasil.

423 Santo Antônio Energia S.A. – SAESA.

424 COPEL.

que o PLD terá ao rescindir o contrato, pois a lógica financeira não revela essa possibilidade<sup>425</sup>.

(viii) Esclarecer a legitimidade de o custo da exposição vir a ser acrescido à tarifa sem qualquer contraprestação<sup>426</sup>.

(ix) Ressalvar que a modalidade de contratação de UTEs deve ser sempre por disponibilidade, sob pena de transferência de riscos excessivos aos geradores termelétricos<sup>427</sup>.

(x) Ressalvar que, para que seja efetivada a descontração voluntária, por parte do gerador com CVU superior ao preço teto do mercado de curto prazo, deve o gerador quitar eventuais obrigações contratuais pendentes – inclusive com fornecedores de combustível líquido e gás natural – e penalidades<sup>428</sup>.

(xi) Ressalvar que as distribuidoras deverão ter consumidores cativos elegíveis ou não por muito tempo ainda e, por isso, ao se realocar os contratos legados à Centralizadora de Contratos, seriam realizados contratos de venda da Centralizadora para as Distribuidoras, no montante requerido e com preço que se poderia ir ajustando ao longo do tempo de forma a uniformizar o preço de contrato de compra de energia para todas as distribuidoras ao longo de um período que fosse compatível com a garantia de que não viessem a ocorrer “saltos tarifários”<sup>429</sup>.

(xii) Manter a redação vigente do art. 2º da Lei n. 10.848/2004, em que o risco assumido pelo vendedor é somente o hidrológico. A outra sugestão é para preservar o direito daqueles que aderiram à repactuação do risco hidrológico<sup>430</sup>.

(xiii) Promover o pagamento de indenização para a descontração das usinas

---

425 ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE.

426 ABICLOR/ABIQUIM/ABIVIDRO/ANACE.

427 Petrobrás.

428 Petrobrás.

429 MRTS Consultoria e Engenharia LTDA.

430 Alupar.

térmicas de CVU elevado, após avaliação da EPE, por meio de leilões destinados à sua substituição por usinas térmicas mais eficientes e baratas, em que os benefícios superam os custos associados à referida indenização<sup>431</sup>.

(xiv) Nas hipóteses da EPE concluir que, mesmo após a descontração, é recomendável, por segurança, manter estas usinas térmicas instaladas para garantir o sistema em situações excepcionais, estes empreendimentos devem ser excluídos do planejamento, mas mantidos no SIN. Essa manutenção poderia dar-se mediante pagamento de “seguro” por todos os consumidores (livres e cativos), após leilões específicos<sup>432</sup>.

(xv) Esclarecer como estimar o grau de impacto do custo de repasse tarifário em função da exposição ao MCP<sup>433</sup>.

(xvi) Esclarecer como evitar subjetividade no critério para definição de “máximo esforço”<sup>434</sup>.

(xvii) Diante da possibilidade de falta incentivo econômico para a materialização de alguns descomissionamentos, realizar estudos específicos para avaliar o custo-benefício de eventuais indenizações aos geradores a serem descomissionados<sup>435</sup>.

(xviii) Considerar a possibilidade de modernização das UTEs com CVU elevado<sup>436</sup>.

(xix) Prever limite para o repasse à tarifa nos casos em que houver a exposição da distribuidora, a qual poderá ocorrer em razão da rescisão de contratos pelo descomissionamento de termelétricas<sup>437</sup>.

---

431 Light.

432 Light.

433 Instituto Acende Brasil.

434 Instituto Acende Brasil.

435 Instituto Acende Brasil.

436 Goldman Sachs.

437 Conselho de Cosumidores da Enel Distribuição RJ.

(xx) Com o objetivo de mitigar os eventuais efeitos do descomissionamento das usinas térmicas e de garantir o suprimento de energia em um cenário futuro, incluir os seguintes parágrafos adicionais ao art. 2º-D da Lei 10.848/2004<sup>438</sup>:

*“§5º O MME deverá realizar contratação de lastro equivalente à potência total das usinas térmicas cujos contratos de energia tenham sido rescindidos, no prazo máximo de três ano(s).*

*§6º A contratação de que trata o §5º deverá ser feita privilegiando-se tecnologias de geração termelétrica mais eficientes e com menor nível de emissão de carbono.”*

(xxi) Calcular valor de contrapartida que ao menos cubra o restante dos saldos financiados dos projetos para que haja interesse em empreendedores aderirem à proposta de rescisão de contratos atrelados a UTEs de CVU elevado sem descumprimento dos compromissos com os financiadores<sup>439</sup>.

(xxii) Prever que os geradores que tenham celebrado CCEAR por disponibilidade e que comprovadamente após decorrido um prazo, a ser definido em regulamento, tenham apresentado problemas contínuos e irreparáveis sob o ponto de vista técnico ou econômico-financeiro, poderão, mediante parecer técnico, requerer à ANEEL a rescisão desse contrato de acordo com a regulamentação<sup>440</sup>.

(xxiii) Ressalvar que constitui medida importante, mas insuficiente, uma vez que condicionada à manifestação de interesse dos geradores. Ademais, a proposta não trata completamente o sobrecusto para o ACR decorrente de usinas de custos muito elevados<sup>441</sup>.

(xxiv) Substituir a expressão “risco hidrológico” por “riscos de exposição

---

438 Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS.

439 Hidrotérmica S.A. – Bolognesi Energia.

440 Eletrobrás.

441 Neoenergia.

ao mercado de curto prazo”. Tal medida tem como objetivo dar preferência aos contratos por quantidade, bem como aclarar a alocação de risco entre os demais contratos<sup>442</sup>.

(xxv) Avaliar a participação em leilões de novos empreendimentos no caso de geradoras que rescindiriam o CCEAR e irão passar pela modernização/troca de combustíveis mais eficientes<sup>443</sup>.

(xxvi) Efetuar análise de impacto regulatório para validar a proposta<sup>444</sup>.

(xxvii) Ressalvar que a alteração proposta do termo do risco de “hidrológico” para de “exposição ao mercado de curto prazo” trouxe problemas de interpretação à redação, que pode levar ao entendimento que o vendedor está eximido de ressarcir o comprador em caso de geração abaixo da disponibilidade máxima contratual para usinas despachadas por ordem de mérito de custo<sup>445</sup>.

(xxviii) Restringir a proposta à descontração de usinas cujo custo de acionamento supere o teto do preço spot ou o PLD<sup>446</sup>.

### **6.3. Contribuições contrárias à proposta**

(i) A proposta do MME desconsidera que deve ser revisto o CVU das usinas, devido ao despacho muito maior do que o previsto à época do leilão e ao aumento do número de partidas e paradas<sup>447</sup>.

(ii) As UTEs devem ser valorizadas e sua geração concebida para atender a base da curva de carga, principalmente nos patamares de carga leve e intermediária

---

442 EDP.

443 ThyMos Energia.

444 CONCEL.

445 ANEEL.

446 Secretaria de Minas e Energia do Estado do RS.

447 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

do SIN<sup>448</sup>.

(iii) A proposta de desconstrução de usinas com CVU elevado é inócua, pois os geradores não têm nenhum incentivo para optar pela rescisão contratual. Deve ser pago aos geradores prêmio de saída, calculado de acordo com o benefício proporcionado aos consumidores pela rescisão<sup>449</sup>.

(iv) É inadmissível que os riscos de custos dos contratos regulados, a não ser o risco hidrológico, sejam alocados aos vendedores<sup>450</sup>.

(v) É necessário preservar o direito dos agentes de geração que aderiram à repactuação do risco hidrológico<sup>451</sup>.

(vi) Devem ser realizados leilões de desconstrução, com base no menor valor requerido por usinas térmicas de CVUs muito elevados, objetivando aliviar o custo dessas usinas para os consumidores cativos e ao mesmo tempo liberar os geradores envolvidos de eventuais custos de indisponibilidades<sup>452</sup>.

(vii) Os riscos operativos não devem ser alocados ao vendedor, uma vez que as decisões de despacho são de responsabilidade exclusiva do ONS<sup>453</sup>.

(viii) A contratação por disponibilidade não deve ter papel secundário na expansão da matriz, pois foi criada para permitir a inserção de fontes não convencionais, especialmente eólica e solar, as quais têm por natureza a sazonalidade de seu recurso<sup>454</sup>.

---

448 Secretaria de Minas e Energia do Estado do RS.

449 Engie.

450 APINE.

451 APINE.

452 APINE.

453 Brookfield.

454 ABEEOLICA.



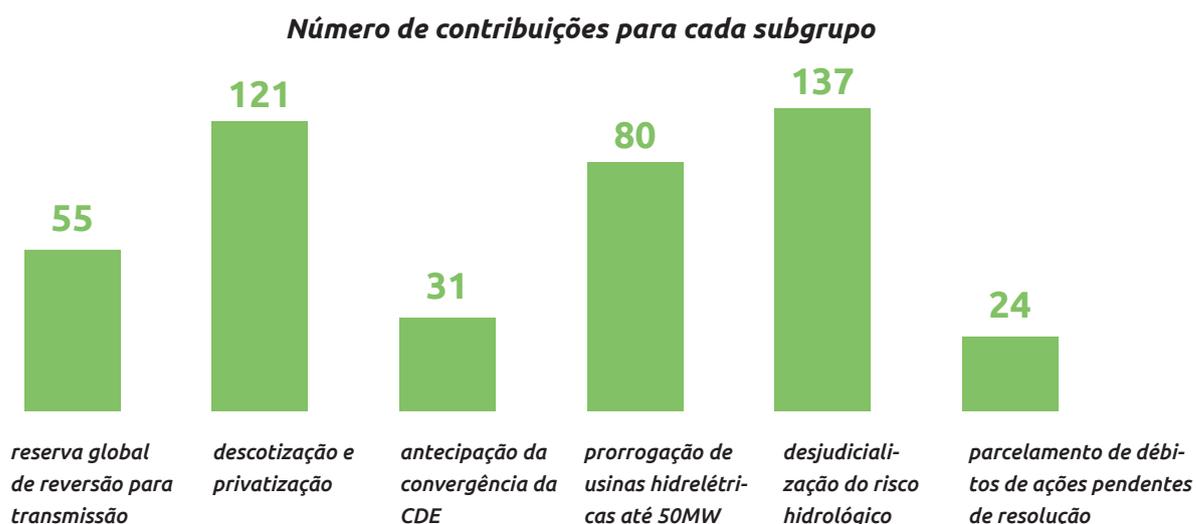
## ► Grupo 4. Medidas de sustentabilidade e desjudicialização

### 1. ESCOPO

Conforme apontado na Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, foram condensadas no "Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização" as propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico concernentes à "medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor".

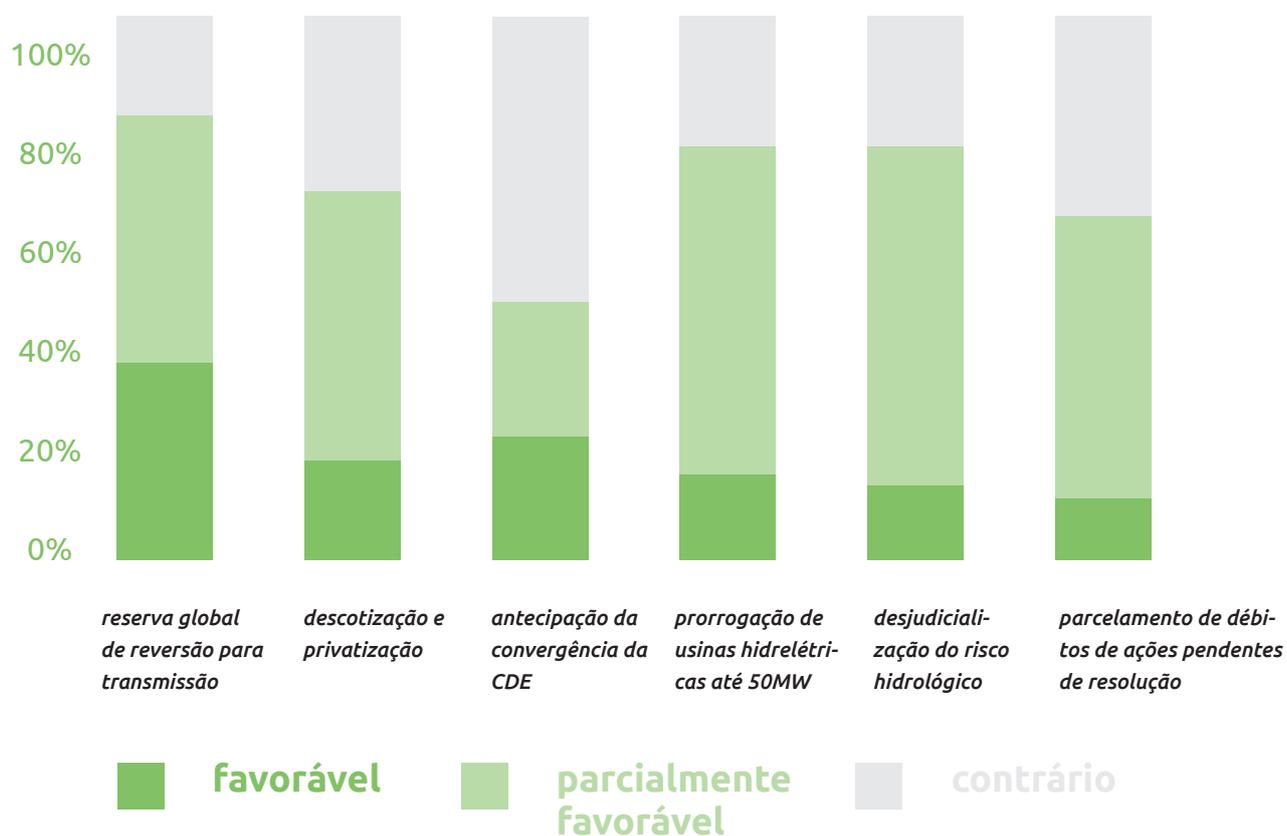
Os pontos abordados no referido Grupo 4 distribuem-se em seis subtópicos: (i) "reserva global de reversão para transmissão"; (ii) "descotização e privatização"; (iii) "antecipação da convergência da CDE"; (iv) "prorrogação de usinas hidrelétricas até 50MW"; (v) "desjudicialização do risco hidrológico"; e (vi) "parcelamento de débitos de ações pendentes de resolução".

Ao todo, 102 contribuintes manifestaram-se sobre as propostas do Grupo 4, tendo formulado um total de 448 contribuições pontuais, que foram aglutinadas em 143 sugestões. Cada um dos subtópicos obteve o seguinte número de contribuições:



A proporção de contribuições favoráveis, parcialmente favoráveis ou contrárias a cada proposta do Ministério é ilustrada abaixo:

**Relação de aprovação em cada subgrupo**



## 2. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO

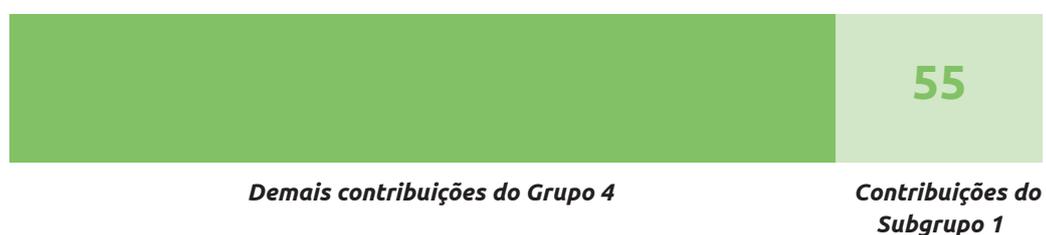
### 2.1. Síntese da proposta

No item “Reserva Global de Reversão para Transmissão”, o MME sugere destinar recursos da Reserva Global de Reversão – RGR – para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados, devidos pela prorrogação das concessões ocorrida em 2012, desde que não haja judicialização.

As contribuições discutem, em geral, se a RGR tem ou não essa finalidade, se esse dever de pagamento é ou não dos consumidores e se os recursos serão ou não suficientes para a proposta. Também foram suscitadas críticas quanto à condicionante de inexistência de ações judiciais, sobretudo da forma como proposta.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é a seguinte:

### ***Representatividade de contribuições do Subgrupo 1***



## **2.2. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Destinação da RGR conforme sua função precípua<sup>1</sup>.

(ii) A proposta poderá resolver o problema, ainda que os recursos da RGR não sejam suficientes, pois a CDE também poderá ser utilizada para esse fim<sup>2</sup>.

(iii) Redução satisfativa dos litígios judiciais<sup>3</sup>.

## **2.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

(i) A totalidade da RGR deve ser utilizada para o pagamento do componente tarifário da transmissão, sem qualquer condicionante, pois essa já é a destinação precípua do fundo<sup>4</sup>.

1 ABRACE, Equatorial Energia, SAESA, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

2 ENGIE.

3 SME, Grupo CEEE, ECOM Energia, PSR Consultoria, Conselho de Consumidores de Energia da ENEL Distribuição RJ e CONCEL.

4 ABRACE e Norsk Hydro.

(ii) A condição de inexistência global de ações judiciais torna a proposta inexecutável, porque um único agente resistente inviabilizaria a política como um todo<sup>5</sup>.

(iii) O requisito de inexistência de ações judiciais não pode ser aplicado aos agentes de transmissão<sup>6</sup>.

(iv) Deve ser incluída exigência de renúncia aos direitos na desistência das ações judiciais<sup>7</sup>.

(v) Deve haver data limite para adesão a cada ciclo tarifário<sup>8</sup>.

(vi) O pagamento via RGR deve assegurar o recebimento do valor líquido estipulado em favor da transmissora<sup>9</sup>.

(vii) Necessidade de esclarecimento do termo “atualização” contido na Lei n. 12.783/2013<sup>10</sup>.

(viii) O pagamento dos ativos de transmissão deve considerar a receita não paga de 2013 a 2017, pois o termo “atualização”, na lei, significa atualização e compensação<sup>11</sup>.

(ix) Utilização da RGR em benefício também dos pagantes da TUSDg (exclusão da expressão “componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão” da proposta)<sup>12</sup>.

(x) Necessidade de explicitação de qual o saldo existente da RGR, quais os recebíveis do fundo e/ou de qual o cronograma de pagamento às transmissoras<sup>13</sup>.

---

5 ABRACE, Conselhos de Consumidores da CPFL, EDP, ABRADEMP e CONCCEL.

6 CEMIG.

7 EDP.

8 EDP.

9 ABRATE, CEMIG e TAESA.

10 ABRATE.

11 CTEEP.

12 ABRAGEL, ENEL e ABEEOLICA.

13 Ministério da Fazenda (SEAE-MF), ENEL, Goldman Sachs, Instituto Acende Brasil, ABRADEMP e Thymos Energia.

(xi) Exclusão das expressões “poderá” e a “seu critério” (do Poder Concedente), para a utilização da RGR<sup>14</sup>.

## 2.4. Contribuições contrárias à proposta

(i) Impossibilidade de destinar recursos da RGR para pagar indenizações de ativos nos casos de prorrogação da concessão, sem que tenha havido reversão de bens<sup>15</sup>.

(ii) O § 2º do art. 15 da Lei n. 12.783/2013 imputou ao Poder Concedente o dever de pagamento das indenizações às transmissoras, de modo que o uso da RGR transfere esse ônus para os usuários.<sup>16</sup>

(iii) Deve ser mantido o critério cronológico de utilização da RGR, à medida em que os bens reversíveis são efetivamente repassados à União, ou, em último caso, criado teto para o pagamento prioritário<sup>17</sup>.

(iv) A Conta-ACR deveria ser responsável pelo pagamento das indenizações das transmissoras<sup>18</sup>.

(v) O pagamento das indenizações com recursos da RGR teria natureza indenizatória e, portanto, não deveria carregar componente adicional remuneratório<sup>19</sup>.

(vi) Haveria confusão entre o universo de pagantes da RGR (que inclui concessionários de geração e transmissão), com os pagantes da TUST (usuários da rede básica)<sup>20</sup>.

(vii) Os recursos da RGR não foram suficientes sequer para o pagamento da

---

14 ABRACE e ABRADEMP.

15 ABRAGEL e Brookfield.

16 ABRAGEL.

17 Brookfield e ABRAGEL.

18 Brookfield.

19 ANEEL.

20 ANEEL.

RBNI, de modo que haverá potencial incremento da CDE ou necessidade de novos aportes do Tesouro<sup>21</sup>.

(viii) O deslocamento de parte dos recursos da CDE para outras finalidades aumentará o valor a ser pago por esse encargo<sup>22</sup>.

### **3. DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO**

#### **3.1. Síntese da proposta**

No item “Descotização e Privatização”, o MME sugere dissociação do regime de cotas das privatizações, para auxiliar e estimular o equacionamento de despesas por meio de desinvestimento, com incentivo para privatizações ocorridas até 31 de dezembro de 2019.

Para isso, sugere que as privatizações gerem novos contratos, sob regime de produção independente, sem reversão dos bens anteriores.

O pagamento da bonificação de outorga seria devido da seguinte forma: 1/3 para a CDE e 2/3 para a União; ou a totalidade para a União, no caso de privatizações de transmissão ou distribuição. A bonificação seria reduzida para privatizações ocorridas até 31 de dezembro de 2019. No caso de privatizações que afetem a Bacia do Rio São Francisco, parte da bonificação seria destinada à revitalização da bacia.

O regime de privatizações valeria inclusive para a energia atualmente comercializada pelo regime de cotas, sendo mandatário a partir de 1º de janeiro de 2018, quando ficariam proibidas prorrogações. A energia do regime de cotas seria retirada do portfólio das distribuidoras e comercializada livremente. O impacto dessa medida seria aumento das tarifas em até 7%, que poderia ser diluído por implementação paulatina do mecanismo.

---

21 ANEEL, Goldman Sachs, Mitsu & Co. Ltd, ABRADEMP, Anônimo 2 (“Sociedade Civil”) e Marangon Consultoria & Engenharia.

22 ANEEL.

O MME sugere ainda que o titular de concessão vencida tenha a possibilidade de vender ativos reversíveis diretamente ao novo concessionário, como alternativa à indenização.

Em geral, as contribuições favoráveis à descotização destacam a correção de distorções de preço.

As contribuições parcialmente favoráveis debatem, principalmente, sobre a destinação dada aos recursos a serem obtidos, a necessidade de a migração ser gradual e pedem que as propostas de descotização e de privatizações sejam desvinculadas.

As contribuições contrárias destacam, em maior medida, o impacto tarifário da descotização, o pequeno benefício fiscal com as privatizações e a impossibilidade de criação de privilégios à Eletrobras.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é a seguinte:

#### ***Representatividade de contribuições do Subgrupo 2***



### **3.2. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) Descotização gera sinal de preço correto, corrige anteriores distorções, aumenta liquidez e reestabelece ambiente concorrencial na geração<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> ABRAGE, CPFL, CHESF, AES ELETROPAULO Marangon Consultoria & Engenharia, ICONE Energia, Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS, ENGIE, ECOM Energia, PSR Consultoria,

(ii) Louvável destinação de parte do valor dos benefícios da privatização para a Bacia do Rio São Francisco<sup>24</sup>.

(iii) Destinação de 1/3 para União e estatais incentiva a descotização e privatização<sup>25</sup>.

### 3.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

(i) A bonificação pela outorga deve ser integralmente/majoritariamente destinada ao abatimento da CDE ou para fundos do setor, como a RGR<sup>26</sup>.

*De todas as contribuições sobre descotização e privatização, mais de 19% dizem que a bonificação pela outorga deve ser integralmente/majoritariamente destinada ao abatimento da CDE ou para fundos do setor, como a RGR*

(ii) A bonificação pela outorga deve ser majoritariamente destinada ao abatimento da CDE ou para fundos do setor, como a RGR<sup>27</sup>

(iii) A norma não deve detalhar a forma de pagamento em duodécimos, para manter flexibilidade orçamentária do Poder Concedente, para decidir a destinação em momento oportuno<sup>28</sup>.

---

Grupo CEEE, Conselho de Consumidores da CEMIG e 3G RADAR.

24 ABAQUE.

25 3G RADAR.

26 ABRACE, CCEE, ABRACEEL, ENERGISA, FIEMIG, CONCEL, COPEL, Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e CPFL Piratininga, EDP, ABRAFE, CONCCEL, FIRJAN, CPFL, ENEL, Norsk Hydro, Equatorial Energia, LIGHT, PETROBRAS, Associação Brasileira do Alumínio – ABAL, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

27 CIGRÉ-Brasil, ELETRON, Thymos Energia, Neoenergia e Conselho de Consumidores de Energia da ENEL Distribuição RJ.

28 Ministério da Fazenda (SEAE-MF).

(iv) Deve ser analisada a efetividade de destinar recursos dos novos contratos, de usinas “não cotistas”, para a CDE<sup>29</sup>.

(v) O benefício econômico obtido pelas estatais deve ser revertido exclusivamente para novos empreendimentos estruturantes estatais<sup>30</sup>.

(vi) Desvinculação das propostas de descotização e privatização (para muitos, qualquer empreendimento em regime de cotas deve poder migrar para regime de produção independente, seja estatal, privado ou privatizado, em qualquer momento, ou não)<sup>31</sup>.

(vii) O benefício econômico na renovação de concessões deve alcançar apenas as concessões de geração, não as de transmissão e distribuição, onde haveria distorção de sinal de preço, já que as tarifas são reguladas e há regime de monopólio<sup>32</sup>.

(viii) Deve ser esclarecido o alcance da proposta também para a possibilidade de privatização do segmento de transmissão<sup>33</sup>.

(ix) As privatizações devem observar já as demais propostas contidas na consulta pública, como separação de lastro e energia, e/ou mecanismos de precificação, e/ou revisão integral de garantia física ou de lastro<sup>34</sup>.

(x) Necessidade de estudo de impacto regulatório, uma vez que a descotização aumentará a tarifa dos consumidores cativos, em especial de baixa renda<sup>35</sup>.

(xi) Descotização deve ser gradual, com definição de prazo mínimo, por exemplo, de 5 (cinco) anos<sup>36</sup>.

---

29 Ministério da Fazenda (SEAE-MF).

30 Associação do Empregados de Furnas.

31 EDP, ABRACEEL, CPFL, “Empregados da Eletrobrás”, Associação do Empregados de Furnas, CEMIG, Thymos Energia, ELETROBRÁS, Clube de Engenharia e ENERGISA.

32 Equatorial Energia.

33 ABRATE e TAESA.

34 EDP, Brookfield e SAESA.

35 ENEL.

36 ENEL, Neoenergia, Grupo CEEE, Elektro Eletricidade e Serviços S.A., Instituto Acende Brasil, EMAE, ELETROBRAS e ABRAFE.

(xii) Definir com mais clareza a regra de migração do modelo de cotas para as usinas que já se encontram sob controle privado<sup>37</sup>.

(xiii) Na hipótese de pagamento parcelado da bonificação, deve haver harmonização do fluxo de pagamento com a destinação para pagamento das indenizações das transmissoras<sup>38</sup>.

(xiv) A possibilidade de venda dos ativos, pelo anterior concessionário ao novo, deve ser limitada aos ativos efetivamente ainda não amortizados e/ou não depreciados e/ou não indenizados<sup>39</sup>.

(xv) Retirar a obrigação contida no art. 8-A da Lei 12.783 de que todas as concessões vencidas devem ser licitadas, mantendo-se a possibilidade de outorga direta das concessões<sup>40</sup>.

(xvi) Alocação das despesas permanentes, no caso de cisão ou constituição de subsidiária integral com o ativo a ser privatizado, deve ser proporcional à receita dos ativos (RAG), enquanto a alocação de dívidas e contingências devem ser proporcionais à relevância dos ativos a serem privatizados<sup>41</sup>.

(xvii) Suprimir a possibilidade de privatização das usinas por blocos<sup>42</sup>.

(xviii) A indenização nas privatizações deve incluir os bens que compõem o projeto original e aqueles posteriores, aprovados e não previstos no projeto original<sup>43</sup>.

(xix) Os recursos destinados à revitalização da Bacia do São Francisco devem ser separados para, somente então, haver o rateio do restante na proporção sugerida<sup>44</sup>.

---

37 EDP.

38 ABRACE.

39 Brookfield.

40 CEMIG.

41 3G RADAR.

42 Associação do Empregados de Furnas.

43 AES Tiete Energia.

44 Ministério da Fazenda (SEAE-MF).

(xx) A destinação de recursos para revitalização deve valer para qualquer bacia em que se localize o empreendimento<sup>45</sup>.

(xxi) Adoção de mecanismos que evitem a concentração de mercado e propiciem a concorrência na geração<sup>46</sup>.

### 3.4. Contribuições contrárias à proposta

(i) A desconstratação da energia proveniente do regime de cotas causará impacto nas tarifas dos consumidores cativos<sup>47</sup>.

*De todas as contribuições contrárias à descoti-zação, mais de 29% dizem que a desconstratação da energia proveniente do regime de cotas causará impacto significativo nas tarifas dos consumidores cativos*

(ii) Não foi feita análise de impacto regulatório ou avaliação de ganhos de bem estar para a divisão de recursos oriundos das privatizações entre União e fundos setoriais<sup>48</sup>.

(iii) Os recursos oriundos das novas outorgas devem ser integralmente destinados à União<sup>49</sup>.

(iv) Insegurança jurídica sobre os contratos prorrogados sob o regime de

---

45 CESP.

46 FGV Energia.

47 ANEEL, ABRACE Clube de Engenharia, Associação dos Empregados do CEPEL – ASEC, SINERGIA, FTUESP, ELETRICITÁRIOS, Conselho de Consumidores da CPFL, CONCCEL, ABRADEMP, Elektro Eletricidade e Serviços S.A., APOSCHEFS, Tenda Atacado e Airton Hass.

48 FGV CERi e ELETROBRÁS.

49 Ministério da Fazenda (SEAE-MF).

cotas, com risco de instabilidade setorial<sup>50</sup>.

(v) A descotização parte da premissa que o risco hidrológico é melhor alocado sobre os vendedores (geradores), o que não pode ser demonstrado<sup>51</sup>.

(vi) Quebra de isonomia ao se permitir a convivência de dois modelos, o regime de cotas e o de produção independente<sup>52</sup>.

(vii) Quebra de isonomia na previsão de valores diferentes para bonificação de outorga em geração, transmissão e distribuição<sup>53</sup>.

(viii) As empresas estatais não devem receber privilégios não extensíveis aos demais agentes privados, pois não é possível destinar recursos da União, oriundos da nova outorga, para a Eletrobrás, que tem capital misto<sup>54</sup>.

(ix) Os consumidores já pagaram pela amortização das concessões prorrogadas sob o regime de cotas, razão pela qual não se justifica o regime de preço livre<sup>55</sup>.

(x) A bonificação pela outorga não deve servir para aliviar o déficit fiscal da União ou para revitalização da Bacia do Rio São Francisco<sup>56</sup>.

(xi) A privatização tem efeito irrelevante no déficit fiscal e retira o controle estratégico governamental sobre o setor de geração<sup>57</sup>.

(xii) No caso de licitações ou prorrogações já efetivadas com base na Lei n. 12.783/2013, a União deverá indenizar o concessionário que aceitou o regime de cotas quando da prorrogação ou licitação, em valor equivalente à diferença entre a tarifa anterior e a nova tarifa no regime de cotas<sup>58</sup>.

---

50 ANEEL, ELETROBRÁS, CHESF e Squadra Investimentos.

51 ANEEL.

52 ANEEL.

53 Goldman Sachs.

54 ANEEL, Ministério da Fazenda (SEAE-MF), ABRACE e ELETROBRÁS.

55 ANEEL.

56 ANEEL e ABRADEMP.

57 Instituto ILUMINA, Associação dos Empregados do CEPEL – ASEC, SINERGIA, FTUESP e ELETRICITÁRIOS.

58 Lavinia Hollanda (membro externo do Comitê de Minoritários da Petrobrás).

(xiii) Deveria haver solução intermediária que não significasse manutenção ou extinção integral do regime de cotas<sup>59</sup>.

(xiv) Não deve haver privatização, mas manutenção da possibilidade de prorrogação das concessões pelos titulares estatais<sup>60</sup>.

(xv) A política de privatização da Eletrobrás e demais estatais deve ser debatida em lei específica, com consulta às empresas estatais<sup>61</sup>.

(xvi) A privatização da Eletrobrás traz risco à segurança energética do país<sup>62</sup>.

### **3.5. Ponderações e reflexões**

(i) Assegurar aos empreendimentos antigos, com mais de 30 anos de operação, um sinal regulatório adequado para que os concessionários decidam pela realização dos investimentos necessários<sup>63</sup>.

(ii) A privatização deve estar acompanhada de mecanismos que garantam elevado nível de gestão, para haver estabilidade de longo prazo<sup>64</sup>.

## **4. ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE**

### **4.1. Síntese da proposta**

No item “Antecipação da Convergência da CDE”, o MME sugere (i) a antecipação da equiparação geográfica e (ii) a antecipação da distinção por nível de tensão dos valores recolhidos a título de CDE, de 2030 para 2023, como medida de recuperação da economia real e equilíbrio em relação ao tratamento dos contratos legados.

---

59 Instituto ILUMINA.

60 Grupo CEEE, EMAE e ELETROBRÁS.

61 ELETROBRÁS.

62 Anônimo 1 (“Sociedade Civil), Assembleia Legislativa de Santa Catarina e Associação dos Empregados da Eletrobrás.

63 EDP.

64 EDP.

Sugere, ainda, incluir a possibilidade de a CDE financiar prêmio de incentivo às fontes renováveis, em substituição ao desconto, bem como o pagamento de cotas associada a novas outorgas de geração associadas a processos de privatização.

As contribuições favoráveis destacam a correção do sinal de preço na tarifa, enquanto boa parte das contribuições parcialmente favoráveis convergem com a proposta, mas apenas sugerem que a convergência seja ainda mais célere.

As contribuições contrárias destacam o impacto tarifário nas regiões Norte e Nordeste e defendem que o debate político sobre o tema já foi exaurido na Lei n. 13.360/2016.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é a seguinte:

### ***Representatividade de contribuições do Subgrupo 3***



## **4.2. Contribuições favoráveis à proposta**

(i) A sugestão contribui com o sinal de preço da tarifa, um dos pilares do novo modelo proposto<sup>65</sup>.

(ii) As condições de desigualdade que justificaram a diferença de cobrança geográfica, na década de 70, não se fazem mais presentes<sup>66</sup>.

<sup>65</sup> ABRACE, Goldman Sachs, ICONÉ Energia e ECOM Energia.

<sup>66</sup> EDP, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

### 4.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

- (i) Antecipação da proposta para antes de 2023<sup>67</sup>.
- (ii) Antecipar o rateio diferenciado por níveis de tensão para data mais próxima (para 2018, por exemplo)<sup>68</sup>.
- (iii) Necessidade de estudo de impacto regulatório, uma vez que a antecipação da convergência geográfica da CDE aumentará a tarifa dos consumidores cativos das regiões Norte e Nordeste, em especial de baixa renda<sup>69</sup>.
- (iv) Definição de mecanismos de mitigação dos impactos tarifários consumidores cativos das regiões Norte e Nordeste, em especial de baixa renda<sup>70</sup>.
- (v) Alteração do critério de rateio, para que seja inversamente proporcional ao uso dos sistemas de distribuição<sup>71</sup>.
- (vi) As corretas diferenças de cobrança entre os níveis de tensão devem ser fundamentadas em metodologias e critérios transparentes<sup>72</sup>.

### 4.4. Contribuições contrárias à proposta

- (i) Aumento nas tarifas dos consumidores de baixa tensão das regiões Norte e Nordeste<sup>73</sup>.
- (ii) Necessidade de estudo de impacto regulatório e ausência de motivação ou demonstração de critérios técnicos para a proporção de cobrança entre os diferentes níveis de tensão<sup>74</sup>.

---

67 CIGRÉ-Brasil e Thymos Energia.

68 ABRACE e FIRJAN.

69 ENEL.

70 ENEL e Equatorial Energia.

71 ENERGISA.

72 EDP.

73 ANEEL, Conselho de Consumidores da CONSERN, Conselho de Consumidores da ENERGISA-MS, Neoenergia e Instituto Acende Brasil.

74 Neoenergia e Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

(iii) O debate político-regulatório já foi superado pela Lei n. 13.360/2016, cuja metodologia de rateio observa a opção do legislador em alocar mais custos aos consumidores de baixa tensão em relação aos consumidores de alta tensão<sup>75</sup>.

(iv) A antecipação da convergência cria instabilidade regulatória<sup>76</sup>.

(v) Apenas os encargos setoriais exclusivos dos sistemas interligados devem ser incluídos no cálculo do ACRmed, como o ESS, EER e PROINFA, sob pena de duplo pagamento pelos consumidores dos sistemas isolados<sup>77</sup>.

(vi) Antecipar para 2018 a volta dos encargos setoriais no cálculo do ACRmed<sup>78</sup>.

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

### **5.1. Síntese da proposta**

No item “Prorrogação de Usinas Hidrelétricas até 50 MW”, o MME sugere que, na prorrogação de usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW, seja uniformizado o regime de exploração para a forma de “autorização”.

Grande parte das contribuições destaca que a proposta não deve atingir as usinas entre 3MW e 5MW, assim como manifestam preocupação com a discricionariedade da prorrogação e com a possibilidade de critérios adicionais além dos legalmente propostos.

Diversas propostas pedem a dilatação dos prazos para informação do preço da UBP pelo Poder Concedente, ou do prazo para o gerador manifestar concordância.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é apresentada no gráfico na página seguinte.

---

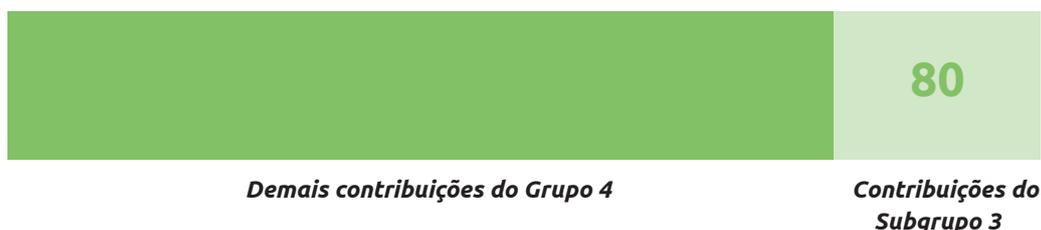
75 ANEEL, Norsk Hydro, Equatorial e Neoenergia.

76 PSR Consultoria.

77 ANEEL.

78 ABRACE.

### Representatividade de contribuições do Subgrupo 4



### 5.2. Contribuições favoráveis à proposta

- (i) Simplifica as regras de prorrogação e garante isonomia entre agentes<sup>79</sup>.

*Todas as contribuições favoráveis sobre a prorrogação das usinas com até 50 MW defendem que a proposta simplifica as regras e garante a isonomia entre agentes*

### 5.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

- (i) A prorrogação deveria cuidar das usinas entre 5MW e 50MW, não entre 3MW e 50MW<sup>80</sup>.

*De todas as contribuições sobre a prorrogação de usinas hidrelétricas até 50MW, 30% dizem que prorrogação deveria cuidar **apenas** das usinas entre 5MW e 50MW, **não** entre 3 MW e 50 MW*

<sup>79</sup> Goldman Sachs, SME, ECOM Energia, PSR Consultoria, ALUPAR, ABICLOR, ABIQUIM, ABIVIDRO e ANACE.

<sup>80</sup> APINE, ABRAGEL, ABRAPCH, CPFL, ENEL, Equatorial Energia, CTG Brasil, ABRAGE, Instituto Acende Brasil e ALUPAR.

(ii) Uniformização proposta deve ser ampliada, de modo que todas as hipóteses de prorrogação sejam por 30 (trinta) anos e onerosas, com pagamento de UBP e CFURH, excluídas as concessões já prorrogadas (art. 19, Lei n. 9.074/95) e aquelas posteriores à MP n. 144/2003<sup>81</sup>.

(iii) Em vez de ser “a critério do Poder Concedente”, esses critérios devem ser objetivos e isonômicos, definidos desde logo na norma, sem possibilidade de critérios regulamentares adicionais<sup>82</sup>.

(iv) O requisito de estar a usina em operação comercial deve ser excluído, ou deve considerar as usinas em condições para retorno à operação comercial<sup>83</sup>.

(v) A prorrogação deve ser de 30 anos, e não de “até” 30 anos<sup>84</sup>.

(vi) Prazo de 50 anos para novas outorgas, como forma de redução de preços, sendo autorização para potência entre 5MW e 50MW e concessão para potência maior que 50MW<sup>85</sup>.

(vii) Previsão de regulamento sobre pagamento de UBP a ser editado pela ANEEL<sup>86</sup>.

(viii) Redução do valor da UBP para PCHs<sup>87</sup>.

(ix) Fixação de premissas de metodologia de cálculo da UBP, por exemplo, valor teto para o pagamento da UBP na prorrogação<sup>88</sup>.

(x) A regra de distribuição da CFURH também deve ser uniformizada<sup>89</sup>.

(xi) O pagamento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos

---

81 ANEEL.

82 APINE, EDP, CPFL, ENEL, ABRAGE, CTG Brasil e ALUPAR.

83 APINE, CPFL, ENEL, CEMIG, EMAE e ABRAGE.

84 APINE.

85 APINE.

86 ANEEL.

87 ABRAPCH.

88 APINE, ALUPAR e Thymos Energia.

89 ANEEL.

Hídricos deve ser revertido integralmente aos Municípios de localização do aproveitamento<sup>90</sup>.

(xii) A prorrogação deve incluir concessões<sup>91</sup>.

(xiii) Também devem ser incluídas nas hipóteses de prorrogação as usinas acima de 50MW<sup>92</sup>.

(xiv) Aplicação das novas regras somente para as outorgas que vencerem após sua vigência<sup>93</sup>.

(xv) Aplicação das novas regras inclusive para outorgas anteriores à nova lei<sup>94</sup>.

(xvi) Possibilidade de prorrogação para outorgas já vencidas<sup>95</sup>.

(xvii) Facilitação e preferência ao titular de Central Geradora Hidrelétrica – CGH – que deseje ampliação para PCH, mediante enquadramento como “aproveitamento ótimo”<sup>96</sup>.

(xviii) Dilatação dos prazos para informação do preço da UBP pelo Poder Concedente e/ou do prazo para o gerador manifestar concordância<sup>97</sup>.

(xix) A proposta de renovação deve ser feita com pelo menos 5 (cinco) anos de antecedência<sup>98</sup>.

(xx) Uniformização dos prazos para solicitação e comunicação sobre a prorrogação, conforme aqueles já previstos na Lei n. 9.074/95<sup>99</sup>.

(xxi) Conferir previsibilidade de prazo para a emissão da nova outorga prorrogada quando da extinção da outorga original, de forma que o empreendimento

---

90 CEMIG, EMAE e ABRAGE.

91 APINE, ENEL e CTG Brasil.

92 EDP e CEMIG.

93 CTG Brasil, APINE e ENEL.

94 ENEL.

95 ABRAGE.

96 ABRAPCH.

97 APINE, ABIAPE, ABRAGEL, CPFL, ENEL, CIGRÉ-Brasil, CTG Brasil e ThyMos Energia.

98 EDP.

99 ANEEL.

se mantenha regularizado<sup>100</sup>.

(xxii) Não havendo agentes interessados na licitação da outorga, os bens reverterão imediatamente ao Poder Concedente<sup>101</sup>.

(xxiii) Permissão para que o autoprodutor comercialize o excedente de produção por meio de contratos bilaterais, sejam primeiras concessões ou concessões renovadas<sup>102</sup>..

## 5.4. Contribuições contrárias à proposta

(i) Diferentemente do que consta na Nota Técnica, estão sendo alterados os critérios de prorrogação, que já foram objeto de debate e opção política quando da Medida Provisória n. 735/2016, convertida na Lei n. 13.360/2016<sup>103</sup>.

(ii) A proposta suprime o direito à prorrogação, que fica “a critério do Poder Concedente”<sup>104</sup>.

(iii) A expressão “*atendidas, no mínimo, as seguintes condições*” traz permissão para outros requisitos além da norma primária, o que gera insegurança jurídica<sup>105</sup>.

(iv) Deve ser mantido na íntegra o art. 5º da Lei n. 13.360/2016, pois a proposta viola o princípio da igualdade ao equiparar pequenas e grandes usinas<sup>106</sup>.

## 6. DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

### 6.1. Síntese da proposta

No item “Desjudicialização do Risco Hidrológico”, o MME propõe extensão do

---

100 EMAE e ABRAGE.

101 CEMIG e EMAE.

102 ABIAPE.

103 ABRAGEL e Brookfield.

104 Brookfield, ABIAPE e ABRAGEL.

105 Brookfield, EMAE, ABIAPE e ABRAGEL.

106 Minas PCH.

prazo de outorga como mecanismo de compensação pelo deslocamento hidrelétrico causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), desde 2013, a valer para toda energia não repactuada, desde que não haja ação judicial em curso.

Para tanto, o MME sugere utilizar o conceito já existente em lei e na regulamentação da ANEEL sobre o GFOM e admite possibilidade de parcelamento administrativo dos débitos pendentes.

As contribuições favoráveis destacam, em maior parte, benefícios à liquidação financeira do mercado de curto prazo e a diminuição da percepção de risco do setor.

As contribuições parcialmente favoráveis são massivamente convergentes no sentido de que o GFOM não é o único fator a ser compensado.

Ainda nesse grupo, merece destaque a convergência para a necessidade de definição de parâmetros de cálculo do ressarcimento e dos prazos de extensão da outorga.

Diversos contribuintes também sugerem que a data final a ser considerada no período de compensação seja melhor definida, bem como a estipulação de prazo de carência razoável à adesão ao acordo. Muitos também pedem que a renúncia a direitos discutidos judicialmente seja melhor delimitada.

Também houve certa convergência para que a vedação da repactuação atinja apenas novas outorgas.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é a seguinte:

***Representatividade de contribuições do Subgrupo 5***



## 6.2. Contribuições favoráveis à proposta

(i) A desjudicialização do risco hidrológico é vital para o setor elétrico, pois diminui a percepção de risco dos agentes de mercado<sup>107</sup>.

(ii) Facilitação do processo de liquidação no âmbito da CCEE<sup>108</sup>.

## 6.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta

(i) O GFOM não foi o único fator que contribuiu para o deslocamento da geração hidrelétrica no âmbito do MRE, de modo que a compensação deveria incluir outros os fatores, considerados os momentos durante os quais cada um deles impactou o MRE (por exemplo: importação de energia, deslocamento por restrição elétrica, geração de energia de reserva, atrasos de transmissão, antecipação da garantia física durante a fase de motorização de UHEs “estruturantes”, e uso das interligações para compensar intermitência)<sup>109</sup>.

*De todas as propostas sobre desjudicialização do risco hidrológico, mais de 21% afirmam que o GFOM não foi o único fator que contribui para o deslocamento da geração hidrelétrica no âmbito do MRE*

(ii) Revisão do cálculo do risco hidrológico, para que não considere fatores

---

107 Contribuição da ABRACEEL, ICONE ENERGIA, Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e ABEEOLICA.

108 Equatorial Energia, PSR Consultoria, ABEEOLICA e ENEVA.

109 APINE, Goldman Sachs, ABRAGE, ABRAPCH, COPEL, ELETRON, EDP, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia, CPFL, ENEL, Neoenergia, Grupo CEEE, SAESA, ONS, ESBR, Instituto Acende Brasil, ELETROBRÁS, ABRAGEL, Marangon Consultoria & Engenharia e Thymos Energia.

exógenos ao que realmente é questão hidrológica.<sup>110</sup>

(iii) A proposta não apresenta solução para o curto prazo<sup>111</sup>.

(iv) Necessidade de definição dos parâmetros de cálculo do ressarcimento e dos prazos de extensão, a exemplo do PLD médio para o período e do preço de referência para o cálculo da prorrogação, bem como publicação dos resultados desse cálculo, para que os geradores possam aderir<sup>112</sup>.

(v) Os parâmetros de cálculo para o valor do ressarcimento e dos prazos de extensão devem considerar: margem líquida do preço de referência, taxa de desconto de 9,63% ao ano e o PLD associado ao custo de oportunidade em razão do armazenamento incremental nos reservatórios<sup>113</sup>.

(vi) O ressarcimento deve ser corrido pelo IPCA e remunerado por taxa real de 9,63% ao ano<sup>114</sup>.

(vii) Previsão expressa da data final do período a ser compensado, com a mesma clareza com que se previu o termo inicial<sup>115</sup>.

(viii) Retirada da expressão “a partir de 2017” para evitar incompatibilidade com a retroatividade proposta.<sup>116</sup>

(ix) Previsão de possibilidade de reconhecimento das compensações retroativas nos demonstrativos patrimoniais<sup>117</sup>.

(x) Possibilidade de estender prazo de outra outorga do mesmo agente, caso

---

110 Thymos Energia e ABRAGEL.

111 ELETROBRÁS e HE Energia.

112 ABRAGEL, EDP, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia, ENEL, ELETROBRAS, UNICA, Instituto Acende Brasil e Raízen.

113 APINE, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia, CPFL e ENEL

114 AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia, ENEL e ELETROBRAS.

115 APINE, ABRAGEL, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia, CPFL, ENEL e ELETROBRAS.

116 ABRAGEL.

117 AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia e ENEL.

ele não seja mais titular da outorga que tenha sofrido deslocamento<sup>118</sup>.

(xi) Inclusão de prazo de carência suficiente para definição de todos os parâmetros e para adesão ao acordo<sup>119</sup>.

(xii) Usinas com potência inferior a 5MW, que não possuem concessão, permissão ou autorização, também devem ser incluídas na proposta<sup>120</sup>.

(xiii) O risco hidrológico deve ser integralmente alocado sobre o consumidor<sup>121</sup>.

(xiv) Exclusão da exigência de desistência de ações judiciais, por violar a inafastabilidade de jurisdição<sup>122</sup>.

(xv) Prazo para desistência de ações judiciais não pode ser em data fixa, mas em prazo a contar da publicação de todos os atos necessários<sup>123</sup>.

(xvi) Delimitação da renúncia a direitos, na desistência de ações, ao objeto e ao período temporal efetivamente transacionado, para que não atinja direitos não abarcados pelo ressarcimento<sup>124</sup>.

(xvii) Usinas que já desistiram de ações judiciais também devem ser beneficiadas pela compensação retroativa<sup>125</sup>.

(xviii) A soma de extensão de outorga, em caso de desistência de repactuação, não deve ser aplicada exclusivamente ao ACL, mas também ao ACR<sup>126</sup>.

(xix) Compensação retroativa não pode estar condicionada à desistência da

---

118 APINE, CESP, CEMIG e ABRACEEL.

119 CCEE, ABRAGEL, EDP, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power e LIGHT Energia.

120 ABRAPCH, ECOM Energia, UNICA e ABRAGEL.

121 ABRAPCH.

122 ABRAPCH, CESP, SAESA, ENGIE, ALUPAR e ESBR.

123 ENEL.

124 ABRAGEL, EDP, AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia e ENEL.

125 CPFL.

126 Contribuição da CCEE, ABRAPCH e Instituto Acende Brasil.

repactuação, que é ato jurídico perfeito <sup>127</sup>.

(xx) Necessidade de redefinição das regras de repactuação após definição dos novos contornos do modelo setorial e manutenção das regras atuais até o advento das novas regras<sup>128</sup>.

(xxi) Vedação da repactuação apenas para novas outorgas, posteriores à medida provisória a ser editada<sup>129</sup>.

(xxii) O MRE deveria ser substituído por mecanismo financeiro de adesão facultativa, inclusive de outras fontes<sup>130</sup>.

#### **6.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) Não deve haver eliminação da possibilidade de repactuação do risco hidrológico<sup>131</sup>.

(ii) Risco de insegurança regulatória no tratamento de repactuações ocorridas entre abril de 2017 e a publicação da nova norma, uma vez que ficariam vedadas repactuações a partir da definição dos parâmetros para ressarcimento da GFOM, o que é evento pretérito à proposta, pois a ANEEL já os definiu em abril de 2017<sup>132</sup>.

(iii) A retroação do GFOM a 2013 poderia incentivar novas ações judiciais, para que os demais fatores que comprimiram o GSF tenham o mesmo tratamento<sup>133</sup>.

(iv) A compensação mediante a extensão do prazo da outorga adia o recebimento de eventual bonificação pela outorga quando da renovação das concessões, o que contradiz a intenção do marco legal de incentivo às privatizações para

---

127 APINE, ABRAGEL, Neoenergia e ELETROBRAS.

128 EDP.

129 APINE, CPFL, Neoenergia, ALUPAR, ELETROBRÁS e ABRAGEL.

130 EDP Renováveis.

131 Mitsu & Co. Ltd. e ABRAGEL.

132 ANEEL.

133 ANEEL.

recebimento de bonificações<sup>134</sup>.

(v) A proposta não é clara sobre quais seriam os riscos cuja alocação seria preservada até a data de desistência das ações judiciais<sup>135</sup>.

(vi) Necessidade de análise de impacto regulatório, com proposição de solução efetiva para o futuro e com alternativas flexíveis para sanar o passivo<sup>136</sup>.

(vii) A alocação do risco hidrológico cabe ao gerador, que possui melhores condições de gerenciá-lo<sup>137</sup>.

(viii) A medida representa renúncia de receitas da União, sem análise quantitativa<sup>138</sup>.

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

### **7.1. Síntese da proposta**

A última proposta do MME no tema da desjudicialização é o parcelamento de débitos de ações pendentes sobre: (i) CDE ou (ii) Encargos de Serviços de Sistema (ESS). A proposta é o parcelamento em até 120 vezes, corrigido pela SELIC, sem multa, desde que haja desistência das ações judiciais até 31 de dezembro de 2017.

A maior parte das contribuições, nesse tema, convergiu para a inclusão dos débitos judiciais de ações sobre o GSF no parcelamento, com diferentes propostas.

A representatividade das contribuições desse subtópico, dentro do universo de contribuições do Grupo 4, é apresentada no gráfico na página seguinte.

---

134 ANEEL.

135 ANEEL.

136 Queiroz Galvão Energia.

137 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul (SME/RS).

138 Ministério da Fazenda (SEAE-MF).

*Demais contribuições do Grupo 4*

*Contribuições do Subgrupo 6*

## **7.2. Contribuições favoráveis à proposta**

- (i) A medida é importante para desbloquear o mercado<sup>139</sup>.

## **7.3. Contribuições parcialmente favoráveis à proposta**

- (i) Inclusão de prazo de adesão ao acordo de parcelamento<sup>140</sup>.

(ii) Inclusão dos débitos judiciais de ações sobre o GSF no parcelamento, com diferentes sugestões:

- em até 12 (doze) vezes, correção pelo IGP-M e juros de 1% ao mês<sup>141</sup>;
- em até 36 (trinta e seis) vezes, correção pelo IGP-M e juros de 1% ao mês<sup>142</sup>;
- em até seis parcelas, com possibilidade de utilização de créditos do MCP,

correção pelo IGP-M e juros de 1% ao mês (nos mesmos moldes do Despacho ANEEL n. 758/2016)<sup>143</sup>; e

- 120 vezes, sem multa, corrigidos pela SELIC<sup>144</sup>.

(iii) Extensão do parcelamento para casos de atraso em geral, sem judicialização, para garantir isonomia e não configurar incentivo à judicialização<sup>145</sup>.

139 Instituto Acende Brasil e PSR Consultoria.

140 CCEE.

141 APINE, ALUPAR e ABRAGEL.

142 ABRAPCH.

143 AES Tietê, Brookfield, CTG-BR, ENEL Green Power, LIGHT Energia e ENEL.

144 Brasil PCH.

145 ENEL.

(iv) Extensão do parcelamento para reembolsos devidos à CCC/CDE, frutos de processos de fiscalização<sup>146</sup>.

#### **7.4. Contribuições contrárias à proposta**

(i) O parcelamento de débitos gera sinal regulatório ruim ao incentivar a judicialização<sup>147</sup>.

(ii) O prazo de parcelamento deveria ser reduzido<sup>148</sup>.

(iii) O parcelamento não atinge a finalidade da desjudicialização, porque não soluciona os problemas de fundo das ações judiciais<sup>149</sup>.

(iv) A proposta deveria ser a eliminação dos efeitos da Resolução CNPE n. 03/2013, com efeitos a março de 2013<sup>150</sup>.

(v) O Poder Concedente deve combater as judicializações inerentes aos encargos regulatórios, sem conceder aos inadimplentes parcelamento<sup>151</sup>.

---

146 Equatorial Energia.

147 ANEEL.

148 ANEEL.

149 EDP e UNICA.

150 ABRAGET, Thymos Energia e Petrobrás.

151 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul (SME/RS).



**CONTRIBUIÇÕES ADICIONAIS  
APRESENTADAS NA CONSULTA  
PÚBLICA N. 33/2017 DO MINISTÉRIO  
DE MINAS E ENERGIA**

***Aprimoramento do marco legal  
do setor elétrico***

## ► Temas diversos

### 1. ASSUNTOS

#### 1.1. Questões ambientais

- (i) Envolver a questão ambiental no novo marco legal do setor<sup>1</sup>.
- (ii) Criar autarquia federal com finalidade exclusiva e privativa de licenciamento ambiental<sup>2</sup>.
- (iii) Licitar os empreendimentos de transmissão após a emissão da licença ambiental prévia (LP)<sup>3</sup>.
- (iv) Licitar os empreendimentos de geração e transmissão após obtidas as respectivas licenças prévias ambientais<sup>4</sup>.
- (v) Editar norma específica que discipline o ressarcimento dos custos socioambientais oriundos de demandas da administração pública, para os segmentos de geração, transmissão e distribuição<sup>5</sup>.
- (vi) Diversificar a matriz energética e ampliar as fontes renováveis<sup>6</sup>.
- (vii) Considerar, no Plano Decenal de Energia – PDE –, a sustentabilidade socioambiental, e indicar temas prioritários para a gestão ambiental e os desafios socioambientais a serem enfrentados no horizonte de planejamento do setor, preconizando o tratamento de resíduos, vegetação nativa, qualidade do ar, comunidades vizinhas, biodiversidade aquática, dentre outros<sup>7</sup>.

---

1 CESP, ABRATE, UFBA, ONS, Conselho de Consumidores da RGE, Conselho de Consumidores da CPFL, FIEMG e ABAQUE.

2 CESP, Cigré-Brasil e FMASE.

3 ABRATE, CESP e Cigré-Brasil.

4 FMASE.

5 CESP, Cigré-Brasil e FMASE.

6 IEI International Energy Initiative Brasil, Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS e ANFAVEA.

7 ONS.

(viii) Racionalizar os processos de licenciamento ambiental com o intuito de equacionar os conflitos hoje existentes<sup>8</sup>.

(ix) Criar um ambiente centralizado para resolver e agilizar a obtenção de licenciamentos ambientais<sup>9</sup>.

(x) Excluir penalidades caso comprovado tempestivamente o ingresso do requerimento da licença no órgão ambiental, ainda que ela não seja emitida nos prazos legais dos órgãos licenciadores<sup>10</sup>.

(xi) Dispensar exigência do Cadastro Ambiental Rural (CAR) e da Reserva Florestal Legal de áreas industriais nos processos de regularização ambiental dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica<sup>11</sup>.

(xii) Otimizar os prazos de análise dos empreendimentos de utilidade pública vinculados aos Sistemas de Geração e de Transmissão, com emissão das licenças ambientais de forma concomitante (LP, LI+LO), e definição de potenciais poluidores a cargo dos entes do Sisnama, em alinhamento com os conceitos e porte das instalações vigentes no setor elétrico<sup>12</sup>.

## 1.2. Leilões

(i) Prever o ressarcimento de estudos de planejamento, realizados por transmissoras, diretamente via RAP, para evitar prejuízos com leilões sem proponentes<sup>13</sup>.

(ii) Estabelecer medidas de ajuste na contratação de energia no ACR, para unificação dos leilões de energia nova e existente, para favorecer usinas termelétricas

---

8 Conselho de Consumidores da CEMIG.

9 Empregados da Eletrobrás.

10 FMASE.

11 FMASE.

12 FMASE.

13 Grupo CEEE.

que estão sem viabilidade comercial<sup>14</sup>.

(iii) Estabelecer em lei a possibilidade de realização, por parte do poder concedente, de leilões por fonte específica com a definição de preços máximo e mínimo de venda da energia<sup>15</sup>.

(iv) Realizar “Leilões Híbridos” para implantação de parques de energia eólica e solar de forma integrada em um mesmo local, visando aproveitar a riqueza de vento e sol da região semiárida do Brasil, agregando recursos de *storage*, como baterias, de pelo menos 20% do montante da potência total do parque<sup>16</sup>.

(v) Excluir o preço-teto diferenciado, nos leilões de energia, para empreendimentos com outorga e que não entraram em operação comercial<sup>17</sup>.

(vi) Autorizar legalmente as empresas de comercialização a participar como “compradores” dos leilões regulados<sup>18</sup>.

(vii) Garantir maior previsibilidade ao estabelecer o preço-teto de leilão de geração<sup>19</sup>.

### 1.3. Prorrogações

(i) Prever a possibilidade de composição direta entre o Poder Concedente e os titulares de outorgas atingidas pela Lei n. 12.783/2013 para colocar fim a ações judiciais que questionam direitos preexistentes àquela norma, tais como direitos de prorrogação ou de equilíbrio econômico financeiro<sup>20</sup>.

(ii) Prever a criação de sociedade de economia mista para explorar os

---

14 PETROBRÁS.

15 IPAR Participações.

16 Cigré-Brasil.

17 Queiroz Galvão Energia.

18 TRADENER LTDA.

19 CTBE.

20 CEMIG.

empreendimentos em conjunto com os atuais titulares, cujos direitos preexistentes servirão para compor a cota destes no capital da sociedade<sup>21</sup>.

(iii) Rever o artigo 20 do Decreto 2.003/1996, que restringe o direito dos produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica às indenizações de investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados durante a concessão<sup>22</sup>.

(iv) Possibilitar a prorrogação de contratos de suprimento para sistemas isolados para concatenação com os prazos de contratos de fornecimento de gás<sup>23</sup>.

(v) Esclarecer o direito dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE) às indenizações quando do vencimento dos contratos, com regulamento a ser editado pela ANEEL<sup>24</sup>.

(vi) Criar regra geral para a prorrogação de todas as concessões e autorizações de geração, independente da potência instalada, com critérios objetivos e antecedência razoável para as condições de renovação às outorgas, de forma a dar previsibilidade ao empreendedor<sup>25</sup>.

#### **1.4. CDE e Subsídios**

(i) Transferir para a CCEE o recolhimento da CDE<sup>26</sup>.

(ii) CDE deve prover recursos para compensar descontos tarifários para estimular microgeração e minigeração distribuída<sup>27</sup>.

(iii) CDE deve prover recursos para saldar dívidas com fornecedores de combustível em sistemas isolados, sem limitação de data e diretamente aos credores<sup>28</sup>.

---

21 CEMIG.

22 CTG Brasil.

23 PETROBRAS.

24 ENGIE.

25 EDP.

26 ABRATE.

27 Grupo CEEE.

28 PETROBRAS.

(iv) CDE deve prover recursos para cobrir todos os custos fixos (incluindo tributos) do transporte do gás (*Ship or Pay*) no gasoduto Urucu-Coari-Manaus, bem como custos do próprio combustível (líquidos e gás natural), independentemente do uso efetivo pela AmE-D<sup>29</sup>.

(v) Garantir a prioridade dos recursos das privatizações, destinados à CDE, para as dívidas com fornecedores de combustível em sistemas isolados<sup>30</sup>.

(vi) Estabelecer que os riscos de crédito associados ao mercado de varejo são de responsabilidade dos agentes de mercado<sup>31</sup>.

(vii) Prever a possibilidade de a União permitir dação de empreendimentos de geração da ELETROBRÁS em pagamento a fornecedores de combustível em sistemas isolados<sup>32</sup>.

(viii) Incluir no custo total da energia elétrica dos sistemas isolados a integralidade das obrigações contratuais e a totalidade dos custos fixos independentemente do nível de utilização dos recursos e dos custos variáveis<sup>33</sup>.

(ix) Garantir, a partir de 2019, subvenção com recursos da CDE de no mínimo 75% para acelerar a conclusão, até 2023, da universalização rural<sup>34</sup>.

(x) Excluir a possibilidade da Eletrobrás assumir a figura de garantidora dos agentes setoriais devedores dos contratos de financiamento celebrados com recursos da RGR e que estão sob gestão da empresa<sup>35</sup>.

(xi) Repassar para a CCEE a responsabilidade de arrecadação do recurso da CDE junto aos consumidores especiais conectados à Rede Básica<sup>36</sup>.

---

29 PETROBRAS.

30 PETROBRAS.

31 Tenda Atacado.

32 PETROBRAS.

33 ELETROBRÁS.

34 Neoenergia.

35 ELETROBRÁS.

36 CTEEP e TAESA.

(xii) Reconhecer integralmente os custos associados ao fornecimento de gás natural das usinas termelétricas da região Norte do País por meio do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, a fim de viabilizar a desverticalização da Eletrobrás Distribuição Amazonas<sup>37</sup>.

(xiii) Viabilizar a sub-rogação, no direito de usufruir da sistemática de rateio da CCC, para geração distribuída e eficiência energética<sup>38</sup>.

(xiv) Incluir, na Lei n. 10.438/2002, a previsão de que, na aplicação dos recursos de que tratam os incisos VII e XIII do art. 13 do referido diploma, as concessionárias de serviço público de distribuição cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 GWh/ano terão o mesmo tratamento que as cooperativas de eletrificação rural, independentemente de elas serem enquadradas como concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica<sup>39</sup>.

## 1.5. Transmissão

(i) Considerar na definição da Rede Básica o critério de finalidade, além do nível de tensão, especialmente para fins de transferência compulsória de ativos que operam com tensão inferior a 230 kV (“Demais Instalações de Transmissão” ou “DIT”)<sup>40</sup>.

(ii) Definir a competência do ONS para definição da rede básica<sup>41</sup>.

(iii) Determinar, em decreto, que sejam realizados estudos de potencialidade hidroenergética e inventários de bacias hidrográficas, para futura exploração de geração e transmissão<sup>42</sup>.

---

37 Empregados da Eletrobrás.

38 Vitalux.

39 ABRADEMP.

40 ABRATE e CTEEP.

41 Grupo CEEE.

42 CESP.

(iv) Estabelecer na Lei n. 8.987/95 que situações não gerenciáveis pelo concessionário não serão caracterizadas como descontinuidade do serviço de transmissão, oferecendo melhoria da segurança jurídica<sup>43</sup>.

(v) Revisar o modelo utilizado para aferir a qualidade do serviço de transmissão visto que, em muitas ocasiões, a indisponibilidade de equipamentos não prejudica a confiabilidade e o serviço prestado aos consumidores finais, não devendo o concessionário ser penalizado ou ter perda de receita associada à indisponibilidade dos equipamentos<sup>44</sup>.

(vi) Abrir consulta pública para tratar dos seguintes temas: arbitragem para dirimir conflitos entre agentes e entre agentes e ANEEL, excludente de responsabilidade das concessionárias de transmissão quando do atraso de obras motivados por terceiros, incentivos à preparação de estudos de viabilidade técnica e ambiental de alternativas de expansão da malha de transmissão do SIN, aperfeiçoamento do programa de P&D, regulamentação vigente em relação à qualidade do serviço público de transmissão mediante normas de regulação por mérito, impacto dos atrasos das emissões das licenças ambientais, melhoria nas condições dos leilões de transmissão e revisão do WACC de reforços e melhorias<sup>45</sup>.

(vii) Incluir na proposta do MME o tema *“Segurança da População em relação as Redes Elétricas”*<sup>46</sup>.

(viii) Incentivar a melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico através da criação de benefícios bem definidos para as concessionárias que superarem os requisitos mínimos regulatórios aplicáveis em sistemas de proteção, controle e automação<sup>47</sup>.

---

43 ABDIB e CTEEP.

44 ABDIB e CTEEP.

45 ABDIB.

46 Cigré-Brasil.

47 Cigré-Brasil.

(ix) Devem ser efetuadas verificações por parte do órgão Regulador (ANEEL) no tocante ao dimensionamento do cabo de potência, constante nos Editais de Linhas de transmissão Subterrâneas do SIN<sup>48</sup>.

(x) Incentivar financeiramente as empresas que buscarem: melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico; melhorar aceitação dos empreendimentos pela sociedade por meio do uso compartilhado dos ativos, com uso de novos serviços e não somente restritos à transmissão de energia elétrica; e incentivo a modernização e revitalização do setor de linhas aéreas no Brasil com foco na eficiência energética, eficiência operacional dos ativos e compartilhamento da sua infraestrutura com outros setores<sup>49</sup>.

(xi) Remuneração incentivada na fase do desenvolvimento da infraestrutura requerida e robusta de telecomunicações para a criação das linhas aéreas inteligentes (*smart grid*)<sup>50</sup>.

(xii) Remuneração incentivada para criação e/ou modernização de infraestruturas de linhas aéreas que compartilhem seus ativos com outros setores da economia, como por exemplo, o uso de condutores com fibras óticas em seu núcleo, aumentando a oferta de banda larga pelo setor de telecomunicações por meio da infraestrutura de linhas aéreas no Brasil<sup>51</sup>.

(xiii) Remuneração incentivada para linhas aéreas em operação e remuneração regulatória obrigatória para os novos projetos sobre o monitoramento dos parâmetros ambientais e de gestão de ativos, de forma contínua em todo o período de concessão, e ao longo de todos os trechos representativos das linhas aéreas<sup>52</sup>.

(xiv) Criação de sistemas regionais de transmissão que devem emergir da

---

48 Cigré-Brasil.

49 Cigré-Brasil.

50 Cigré-Brasil.

51 Cigré-Brasil.

52 Cigré-Brasil.

fusão e/ou aquisição das empresas de transmissão atuais, de modo que a(s) empresa(s) resultante(s) numa bacia ou região geográfica assumam a responsabilidade pela coordenação da operação e expansão da transmissão. O ONS ficaria apenas com a coordenação dos fluxos energéticos entre os sistemas regionais de transmissão<sup>53</sup>.

(xv) Aprimorar o enquadramento de instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição, de maneira a considerar adequadamente o critério função, mediante a ressalva de que tais instalações serão incluídas na concessão de distribuição desde que não exerçam função de otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros<sup>54</sup>.

(xvi) Alterar as faixas de consumo para fins de aplicação da Tarifa Social, de maneira a refletir adequadamente o consumo médio dos consumidores dessa categoria, principalmente nas regiões S/SE/CO<sup>55</sup>.

(xvii) Garantir que as resoluções autorizativas da ANEEL para reforço de rede assegurem o enquadramento tributário no “Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI”, tornando mais célere o processo<sup>56</sup>.

(xviii) Disciplinar, em lei, os casos de excludente de responsabilidade das concessionárias de transmissão (atraso de obras motivado por ação de terceiros)<sup>57</sup>.

(xix) Criar incentivos à elaboração de estudos de viabilidade técnica e ambiental de alternativas de expansão da malha de transmissão do SIN<sup>58</sup>.

(xx) Estabelecer em lei o devido tratamento para os casos de atraso na entrada em operação comercial e de indisponibilidades de função de transmissão, com

---

53 EPPGG.

54 TAESA.

55 LIGHT.

56 ABRATE, ABDIB, CTEEP e TAESA.

57 TAESA.

58 TAESA.

restrição à aplicação de parcela variável e de demais penalidades<sup>59</sup>.

## 1.6. Geração

(i) Rever os princípios que têm norteado o uso das fontes hídricas como base da matriz energética no que diz respeito à política de usinas à fio d'água, que tem levado a uma dependência extrema de fontes mais caras que naturalmente são repassadas para a tarifa<sup>60</sup>.

(ii) Incorporar estudos de eficiência das Máquinas tanto geradoras como motoras de modo a obter ganhos e redução de perdas de energia<sup>61</sup>.

(iii) Incorporar ferramentas de monitoramento de máquinas rotativas de modo a obter ganhos de rendimento e avaliação da vida útil<sup>62</sup>.

(iv) Utilizar ferramentas computacionais para desenvolvimento de novas máquinas<sup>63</sup>.

(v) Melhorar os dispositivos de proteção tanto elétricos como mecânicos das máquinas rotativas<sup>64</sup>.

(vi) Fazer levantamento de dados com testes reais a fim de verificar a real potência ativa e reativa que poderá ser fornecida em períodos diferentes em que a temperatura da água e nível do reservatório estejam diferentes<sup>65</sup>.

(vii) Medir o fluxo de água turbinada com instrumentos de boa precisão<sup>66</sup>.

(viii) Avaliar a possibilidade de incluir estudos de Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR) para ajudar a manter a frequência do sistema no caso de falta

---

59 Valéria de Souza Rosa.

60 CONCEL.

61 Cigré-Brasil.

62 Cigré-Brasil.

63 Cigré-Brasil.

64 Cigré-Brasil.

65 Cigré-Brasil.

66 Cigré-Brasil.

de geração de fontes renováveis (eólica e solar)<sup>67</sup>.

(ix) Avaliar a inclusão de máquinas rotativas em UHR que geram com frequência variável a fim de corrigir variações de frequência em momentos de transientes<sup>68</sup>.

(x) Revisar os atos normativos que limitam as Cooperativas de Eletrificação Rural de obter carga de potência instalada acima dos 112,5 kva<sup>69</sup>.

(xi) Estabelecer nível mínimo de água nos reservatórios, destinados a uso consuntivo da água<sup>70</sup>.

## 1.7. Tarifas e distribuição

(i) Fomentar a transformação de mercado e de programas de eficiência energética que incluem os clientes residenciais em geral e de menor renda em específico<sup>71</sup>.

(ii) Reduzir gradualmente os subsídios tarifários na proporção em que sejam ampliados os mecanismos orientados ao mercado (“estratégia de saída”)<sup>72</sup>.

(iii) Garantir o desacoplamento entre os aspectos técnicos e comerciais da rede de distribuição e de recursos distribuídos<sup>73</sup>.

(iv) Criar um plano de fomento para modernização de redes<sup>74</sup>.

(v) Garantir o fim da obrigação de atendimento presencial<sup>75</sup>.

(vi) Prever que distribuidoras de menor porte tenham mecanismos de adequação de seus contratos ao limite legal de até 105%, com alteração do critério de

---

67 Cigré-Brasil.

68 Cigré-Brasil.

69 SEMAGRO.

70 EPPGG.

71 IEI International Energy Initiative Brasil.

72 IEI International Energy Initiative Brasil.

73 IEI International Energy Initiative Brasil.

74 CEMIG e ELEKTRO.

75 ELEKTRO.

mercado para 700GWh/ano<sup>76</sup>.

(vii) Prever a exclusão da Parcela A da base de cálculo para penalidades administrativas<sup>77</sup>.

(viii) Enquadrar os custos regulatórios das receitas irrecuperáveis como item da Parcela A das tarifas<sup>78</sup>.

(ix) Permitir e incentivar que as distribuidoras possam oferecer outros serviços aos consumidores, para o que se faria necessária a alteração, em particular, do artigo 11 da Lei n. 8.987/1995, o qual estabelece que receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados devem favorecer a modicidade tarifária. O acolhimento da proposta faria com que houvesse valorização do consumidor final, o que não ocorre no modelo atual, em que o principal cliente da distribuidora é o regulador<sup>79</sup>.

(x) Revisar os índices de eficiência econômica aceitos pelas concessionárias de distribuição na ocasião da prorrogação pela Lei n. 12.783/2013, na medida em que as empresas terão dificuldades em atender esses índices, sobretudo no prazo designado<sup>80</sup>.

(xi) Alterar a legislação para que os agentes sejam penalizados tão somente sobre sua receita gerenciável e com base no tempo em que as infrações foram cometidas, reduzindo o impacto da parcela não gerenciável no faturamento base para o cálculo da penalidade e em respeito aos princípios legais e constitucionais<sup>81</sup>.

(xii) Restringir a consumidores com consumo médio mensal de até 160 kWh e de até 2,0 kW de carga a garantia de ligação não onerosa, em linha com as soluções

---

76 Empresa Luz e Força Santa Maria.

77 Grupo CEEE.

78 Grupo CEEE.

79 Escopo Energia.

80 Grupo CEEE e Rodrigo Gomes Wallau.

81 ENERGISA, AES ELETROPAULO, Neoenergia, Equatorial e ENEL.

tecnológicas de atendimento *off-grid*<sup>82</sup>.

(xiii) Considerar incentivos para que as distribuidoras possam desenvolver novos serviços a partir da sua infraestrutura, o que poderia ser feito com a remoção integral do compartilhamento da receita, dando ampla oportunidade e liberdade para as distribuidoras competirem na oferta das atividades acessórias complementares<sup>83</sup>.

(xiv) Garantir o reconhecimento anual na Base de Remuneração Regulatória das perdas com baixas de ativos e dos investimentos realizados para repasse às tarifas nos reajustes tarifários anuais<sup>84</sup>.

(xv) Fixar a taxa de câmbio a ser exercida pelas distribuidoras no pagamento de cada fatura da energia de Itaipu e destinar o repasse das diferenças às Reservas Internacionais do Banco Central<sup>85</sup>.

(xvi) Garantir que as distribuidoras também sejam remuneradas pela gestão dos ativos 100% depreciados constantes em sua base de remuneração e indenizadas pela baixa prematura de ativos<sup>86</sup>.

(xvii) Permitir que as distribuidoras possam atuar como operador do sistema para a geração distribuída de consumidores, sendo remuneradas por este serviço<sup>87</sup>.

(xviii) Autorizar a ANEEL a celebrar aditivos aos contratos de concessão para alocar a Receita Irrecuperável como item da parcela A, garantindo tratamento adequado à inadimplência regulatória<sup>88</sup>.

(xix) Garantir o reconhecimento imediato nas tarifas dos investimentos

---

82 ENERGISA.

83 ENERGISA.

84 ENERGISA.

85 AES ELETROPAULO.

86 AES ELETROPAULO.

87 AES ELETROPAULO.

88 Neoenergia.

decorrentes de obrigações legais, tais como a universalização rural e outras que não trazem receita adicional compatível<sup>89</sup>.

(xx) Igualar a Taxa Social de Energia Elétrica – TSEE para todos os consumidores de baixa renda do país, estabelecendo um valor unificado da tarifa de referência da classe residencial sobre a qual incidirão os descontos conforme a faixa de consumo<sup>90</sup>.

(xxi) Complementar o critério de enquadramento da tarifa social de forma a compatibilizar as diferenças regionais em termos de custo de vida e padrão de consumo e torna-lo menos burocrático e de mais fácil implementação<sup>91</sup>.

(xxii) Ampliar a abrangência e a efetividade dos efeitos da Tarifa Social de Energia Elétrica. Os benefícios da correta alocação destes subsídios, além de resultarem em melhoria da condição social destes consumidores, incorporam incentivos à redução de consumo, intrínsecos à própria precificação da Tarifa Social, imprescindível para a sustentabilidade do SEB<sup>92</sup>.

(xxiii) Aprimorar os critérios para enquadramento da Tarifa Social, de maneira a considerar unidades consumidas localizadas em regiões classificadas pelo IBGE como pertencentes a setores censitários do tipo subnormal, bem como consumidores com renda familiar mensal per capita menor ou igual à metade do piso salarial estadual<sup>93</sup>.

(xxiv) Permitir que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica ofereçam os direitos emergentes e qualquer outro ativo vinculado em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação até o limite que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação

---

89 Neoenergia.

90 Equatorial.

91 ENEL.

92 ABRADDEE.

93 LIGHT.

de serviço<sup>94</sup>.

(xxv) Aperfeiçoar a sistemática de investimentos em ligações novas em área rural, de forma que o valor a ser investido anualmente seja limitado à um percentual de 15% da quota de reintegração de cada distribuidora com os recursos adicionais subvencionados via CDE<sup>95</sup>.

(xxvi) Indicar que a CCC deverá cobrir os custos de geração de sistemas remotos mesmo que a distribuidora integre o sistema interligado, não limitando a cobertura para as distribuidoras do sistema isolado<sup>96</sup>.

(xxvii) Inserir no contexto dos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET que o valor de outras receitas não seja revertido para a modicidade tarifária como forma de incentivar o processo de modernização e garantir uma remuneração diferenciada para as distribuidoras<sup>97</sup>.

(xxviii) Incluir previsão legal para o necessário tratamento para as limitações dos modelos regulatórios, de modo a compensar a incerteza intrinsecamente existente na definição das metas por meio de modelos de *benchmarking* e considerar as especificidades das concessões<sup>98</sup>.

(xxix) Autorizar legalmente a ANEEL a proceder tratamento excepcional de recuperação das condições de sustentabilidade da concessão em caso de ocorrência ou existência de graves especificidades socioeconômicas ou ambientais<sup>99</sup>.

(xxx) Criar novo programa que vise melhorar a capacidade de atendimento dos consumidores rurais através da mudança das redes monofásicas para trifásicas

---

94 ELETROBRÁS.

95 Equatorial.

96 Equatorial.

97 Equatorial.

98 CELESC e ENEL.

99 CELESC e Light.

nos sistemas de média tensão<sup>100</sup>.

(xxxi) Separar as atividades de distribuição e comercialização das distribuidoras<sup>101</sup>.

(xxxii) Definir, em lei, que os investimentos deverão ser reconhecidos anualmente nas tarifas, levando-se em consideração as características de cada concessão<sup>102</sup>.

(xxxiii) Estabelecer, em lei, cronograma para a fixação das diretrizes para fixação de tarifas<sup>103</sup>.

(xxxiv) Criar mecanismos jurídicos e regulatórios que garantam pleno reconhecimento dos investimentos em modernização da rede e de incorporação de novas tecnologias, assim como dos custos e das perdas econômico financeiras incorridos pelas distribuidoras<sup>104</sup>.

(xxxv) Criar linha adequada de financiamento para modernização e digitalização da rede<sup>105</sup>.

(xxxvi) Garantir em lei que todos os investimentos realizados pelas distribuidoras, assim como todos os custos associados a ele, contem com tratamento tarifário específico que assegure o seu reconhecimento tarifário anual<sup>106</sup>.

(xxxvii) Criar mecanismos legais que tornem a adesão da modalidade pré-pago compulsória para os inadimplentes reincidentes e que permitam a suspensão do fornecimento dos clientes pré-pagos sem a necessidade de prévio aviso com antecedência de 15 dias<sup>107</sup>.

---

100 CELESC.

101 CCEE.

102 ENEL.

103 UNICA.

104 ENEL.

105 ENEL.

106 ENEL.

107 ENEL.

(xxxviii) Regulamentar em lei o procedimento a ser adotado pelas distribuidoras para identificação de irregularidade no sistema e/ou equipamento de medição, assim como os critérios para recuperação dos valores devidos em razão da irregularidade constatada<sup>108</sup>.

(xxxix) Vincular a religação do ponto de entrega à quitação dos débitos oriundos do consumo anteriormente verificado no local<sup>109</sup>.

(xl) Estabelecer em lei a continuidade do Programa de Universalização com a retomada da subvenção econômica para todas as empresas ainda não universalizadas e o reconhecimento anual do déficit tarifário decorrente da universalização<sup>110</sup>.

(xli) A universalização do acesso aos serviços de energia elétrica alcançou, no ano de 2016, 99,7%. Remanesce, ainda, um pequeno passivo de novas ligações, mas de investimento extremamente elevado. Por isso, considerando os limites orçamentários do PLPT e a racionalidade de aplicar subsídios tarifários, apenas aos que, de fato, são mais economicamente vulneráveis propõe-se adequar os limites de potência de ligação de que trata o art. 14 da Lei 10.438<sup>111</sup>.

(xlii) Permitir que as distribuidoras possam contar com sistemas de armazenamento de energia e geração distribuída até determinado limite a ser estabelecido pela ANEEL<sup>112</sup>.

(xliii) Estabelecer em lei um regime especial de reconhecimento e de remuneração para os investimentos em modernização, telemedição e redes inteligentes, definindo os períodos de transição, as formas de depreciação de ativos e de financiamento<sup>113</sup>.

---

108 ENEL.

109 ENEL.

110 ENEL.

111 ABRADÉE.

112 INEE.

113 CPFL e ABINEE.

(xliv) Elevar o patamar do WACC em virtude da necessidade de melhoria contínua do serviço de eletricidade<sup>114</sup>.

### **1.8. Aquisição e arrendamento de terras por empresas estrangeiras**

(i) Permitir que empresas estrangeiras adquiram ou arrendem imóveis rurais destinados à atividades do setor elétrico<sup>115</sup>.

### **1.9. Migração para o mercado livre**

(i) Aguardar as contribuições advindas das Consultas Públicas n. 32 e 33 de 2017<sup>116</sup>.

### **1.10. Reserva de capacidade**

(i) Usar o termo “reserva de capacidade de geração” ou “energia de reserva” no art. 3º da Lei 10.848, evitando interpretações errôneas com a “reserva de capacidade” – modalidade específica de contrato de conexão para um arranjo em que há consumo e geração no mesmo sítio<sup>117</sup>.

(ii) Regularizar a situação da “reserva de capacidade” em função da ausência de menção legal acerca da prática, devendo a ANEEL estabelecer a regulamentação do tema para vigência a partir de 2018<sup>118</sup>.

### **1.11. Gás natural**

(i) Garantir a avaliação integrada com o segmento de gás natural e/ou de

---

114 ABINEE.

115 Neoenergia, ENEL e CPFL.

116 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS.

117 ABIAPE.

118 ABIAPE.

incentivos para essa fonte<sup>119</sup>.

(ii) Estabelecer horizonte rolante para obrigação de apresentação da declaração de reservas de gás natural para todo o prazo do contrato de fornecimento de energia<sup>120</sup>.

(iii) Extinguir a penalidade valorada ao PLD, ao fornecedor de gás natural, pela falha no suprimento, pois o risco de variação de preço da energia no MCP não é variável sob controle do fornecedor<sup>121</sup>.

(iv) Garantir que a definição de autoprodutor e autoimportador dada pela Lei do Gás (Lei n. 11.909/2009) considere a geração *reservoir-to-wire* e contenha esclarecimento quanto à destinação do gás para geração de energia elétrica<sup>122</sup>.

(v) Garantir a definição específica na Lei do Gás para *Gasoduto de Interesse Exclusivo de Central Geradora de Energia Elétrica*, em distinção aos Gasodutos de Transporte, de Transferência e de Distribuição Local<sup>123</sup>.

(vi) Estabelecer que os investimentos na perfuração de novos poços de exploração e produção de gás natural sejam considerados novos empreendimentos de geração, mesmo que a UTE já tenha autorização específica anterior<sup>124</sup>.

## 1.12. Contratos por disponibilidade e geração termelétrica

(i) No leilão, ao invés de declarar índices de indisponibilidade, os geradores devem declarar um cronograma de manutenções programadas e índices de parada forçada que variam para cada ano de operação, como forma de restaurar o risco

---

119 FIRJAN, ENEVA e ANFAVEA.

120 ENEVA.

121 ENEVA.

122 ENEVA.

123 ENEVA.

124 ENEVA.

dessa lógica contratual, que tem sido deturpada<sup>125</sup>.

(ii) Aperfeiçoar o marco legal para adequar a remuneração dos geradores por disponibilidade às alterações de política operativa do ONS que imponham custos imprevistos ao tempo das licitações públicas para contratação regulada de energia, de modo a ressarcir custos adicionais relacionados a cada tipo de operação, conforme sejam despachados<sup>126</sup>.

(iii) Garantir que os novos editais estabeleçam, por força de lei, limite de despacho máximo da usina, conforme características específicas da fonte<sup>127</sup>.

(iv) Criar serviço ancilar de reserva térmica emergencial, que arcaria com os custos fixos de termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) superiores ao atual valor de PLD máximo<sup>128</sup>.

(v) Sanar os problemas relacionados ao fornecimento de combustíveis para os sistemas isolados e para a região de Manaus, notadamente o problema da inadimplência<sup>129</sup>.

(vi) Ampliar uso de fontes térmicas na matriz que apresentem custos-benefícios positivos em termos de tarifas e de emissão de gases de efeito estufa, em especial as termelétricas nucleares, capazes de operar 11 meses na base, com custos variáveis competitivos e menos poluidoras<sup>130</sup>.

(vii) Priorizar geração termelétrica enquanto houver risco de racionamentos<sup>131</sup>.

(viii) Limitar a exigência de contratos de suprimento de combustível, como garantia de condições para despacho, a prazo trimestral de vigência<sup>132</sup>.

---

125 ENEVA.

126 ENEVA.

127 ENEVA.

128 CEMIG.

129 PETROBRAS.

130 SINERGIA.

131 EPPGG.

132 EPPGG.

(ix) Avaliar obrigação de as centrais a gás natural manter contrato de suprimento firme de longo prazo, o que se constitui num forte desincentivo econômico para a ampliação da capacidade térmica<sup>133</sup>.

### **1.13. Fontes incentivadas**

(i) Não penalizar as PCHs com a obrigação de emissão da outorga de autorização antes da garantia de comercialização de energia<sup>134</sup>.

(ii) Considerar como PCH todo o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW<sup>135</sup>.

(iii) Liberar a possibilidade de implantação de CGH em trechos inventariados abandonados na partição de quedas<sup>136</sup>.

#### **1.13.1. Solar**

(i) Atribuir a relevância necessária à geração solar distribuída, acomodando adequadamente sua expansão da matriz elétrica nacional<sup>137</sup>.

(ii) Imediata dissociação entre geração de eletricidade e emissões de CO<sub>2</sub>, para sobrevivência de biomas nacionais como a Floresta Amazônica<sup>138</sup>.

#### **1.13.2. Outras fontes**

(i) Estímulo ao desenvolvimento da fonte nuclear<sup>139</sup>.

---

133 EPPGG.

134 Minas PCH.

135 ABRAPCH.

136 ABRAPCH.

137 UFBA.

138 UFBA.

139 FIRJAN.

## 1.14 Geração distribuída

(i) Geração distribuída como mecanismo de redução de perdas e de segurança energética<sup>140</sup>.

(ii) Enquadrar, como minigeração distribuída, usinas de fontes de geração solar, hidráulica, eólica, térmica a biomassa e biogás, novas ou em operação comercial, de potência instalada entre 75 kW e 5 MW e conectadas na rede de distribuição<sup>141</sup>.

(iii) Garantir que todas as usinas classificadas como micro e minigeração distribuída sejam elegíveis a participar do sistema de compensação de energia elétrica<sup>142</sup>.

(iv) Trazer a possibilidade de livre negociação dos créditos de energia – apurados no mecanismo de compensação – entre o proprietário do ativo da micro e minigeração e os consumidores localizados na mesma distribuidora de energia<sup>143</sup>.

(v) Assegurar que as fontes de geração distribuídas de pequena escala tenham suporte mais bem definido em lei sobre os riscos tributários que ainda se apresentam, em especial sobre a incidência do ICMS sobre a energia auto produzida e compensada<sup>144</sup>.

## 1.15 Expansão da oferta

(i) Envolver na proposta do Ministério o planejamento setorial de expansão da oferta<sup>145</sup>.

(ii) Considerar “mercados vizinhos” e futuras integrações, bem como

---

140 UFBA.

141 Capitale Energia.

142 Capitale Energia.

143 Capitale Energia.

144 Tenda Atacado.

145 ONS e Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS.

utilização das instalações existentes para importação ou exportação de energia<sup>146</sup>.

(iii) Incentivar a criação de entidades, uma em cada região do país, dedicadas à elaboração de estudos mais detalhados da expansão no âmbito regional, ficando a EPE com o papel de coordenadora das atividades, voltada para questões mais estratégicas<sup>147</sup>.

(iv) Criar leilões conjuntos de geração e transmissão onde o vencedor fica responsável pela implantação de ambos os empreendimentos<sup>148</sup>.

(v) Solucionar a forma de contratação de energia, com destaque para o repasse direto do risco hidrológico, a exposição financeira entre submercados e os efeitos dos contratos por disponibilidade<sup>149</sup>.

(vi) Construir mecanismos que permitam que o financiamento da expansão do setor alcance todos os consumidores e não apenas o mercado cativo<sup>150</sup>.

(vii) Ajustar as políticas de incentivo e os subsídios intrassetoriais, que geram ônus crescente para os consumidores não beneficiados com subsídios<sup>151</sup>.

## **1.16. Entidades setoriais**

(i) Incluir previsão legal de que os recursos administrados pela CCEE para a viabilização da comercialização de energia elétrica, ou no exercício da gestão de valores de terceiros, não constituem receita própria da CCEE e sobre esses recursos não incidem tributos de qualquer natureza, em razão da inexistência de disponibilidade econômica ou jurídica<sup>152</sup>.

---

146 ONS e BRACIER.

147 Elan Consultores Associados.

148 Neoenergia.

149 Equatorial.

150 Equatorial.

151 Equatorial.

152 CCEE.

(ii) Retirar a previsão legal de que a aprovação dos Procedimentos de Comercialização compete à ANEEL, como forma de dar maior dinamismo ao setor<sup>153</sup>.

(iii) Garantir a excelência e independência técnica da ANEEL e da EPE<sup>154</sup>.

### **1.17. Código de energia e princípios**

(i) Criar um código (lei única) de energia, com consolidação de todas as normas esparsas, e de uma vara especializada na justiça federal<sup>155</sup>.

(ii) Prever a inclusão dos princípios de ecoeficiência energética, resiliência, desenvolvimento socioambiental sustentável e inserção maciça das energias renováveis modernas<sup>156</sup>.

(iii) Garantir a inclusão do princípio “Atuação setorial baseada na ecoeficiência, na tomada de decisões participativas, na análise do ciclo de vida de tecnologias alternativas, na adoção de práticas de promoção do desenvolvimento sustentável com permanente gestão de riscos e oportunidades”<sup>157</sup>.

(iv) Definir diretrizes para o setor de forma regionalizada<sup>158</sup>.

(v) Assegurar que o processo de abertura do mercado observe o máximo acoplamento possível entre o preço e as decisões de operação, assim como a adequada valoração dos atributos propiciados pelas fontes ao sistema elétrico<sup>159</sup>.

(vi) Criar uma instância recursal competente no setor para diminuir a judicialização<sup>160</sup>.

---

153 CCEE.

154 CPFL.

155 UFBA, Neoenergia, Conselho de Consumidores da CEMIG e FIEMG.

156 UFBA.

157 FMASE.

158 Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS.

159 COGEN.

160 Conselho de Consumidores da CEMIG

### **1.18. Inviabilidade de medida provisória**

(i) Medida provisória, que exige relevância e urgência, não é instrumento hábil para instituição de novo marco do setor elétrico<sup>161</sup>.

### **1.19. Devolução dos bens à União**

(i) Excluir a Eletrobrás da administração do acervo dos bens da União<sup>162</sup>.

### **1.20. Penalidades**

(i) Garantir que as penalidades sejam aplicadas com base na receita anual do ativo fiscalizado e não no faturamento do agente de forma a garantir a individualidade dos contratos e a isonomia de tratamento entre agente<sup>163</sup>.

(ii) 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 [...], constituído pelo faturamento líquido de tributos e abatido das despesas de compra de energia, de encargos de transmissão e distribuição e de encargos setoriais<sup>164</sup>.

### **1.21. Recursos existentes**

(i) Criar uma receita diferenciada de potência que considere os ganhos de confiabilidade e de flexibilidade operativa adicionada ao sistema, permitindo maior eficiência no uso dos ativos e dos recursos existentes<sup>165</sup>.

---

161 SINDIENERGIA/CE, Associação dos Empregados do Cepel-ASEC e Câmara Setorial de Energias Renováveis do Ceará.

162 ELETROBRÁS, Empregados da Eletrobrás

163 ELETROBRÁS.

164 ABRADÉE.

165 VOITH.

## 1.22. Condomínio industrial

(i) Aperfeiçoar a figura do condomínio industrial como unidade consumidora única de energia elétrica e definição de acesso direto ao fio, sem intermediação da distribuidora<sup>166</sup>.

(ii) Garantir o reconhecimento em lei do interesse nacional da produção de energia elétrica a partir de gás natural (“*reservoir-to-wire*” ou exploração na “boca do poço”), para evitar que a infraestrutura do autoprodutor de gás natural não seja incorporada ao serviço estadual de distribuição de gás<sup>167</sup>.

(iii) Estabelecer a previsão legal de que redes internas e compartilhadas em sinergia no processo industrial, de propriedade particular de indústrias e geradores, não podem ser objeto de cobrança de TUSD pelas distribuidoras<sup>168</sup>.

(iv) Excluir a obrigatoriedade do fornecimento de vapor por parte do produtor independente para venda de energia dentro de complexos industriais<sup>169</sup>.

## 1.23. Eficiência, tecnologias e pesquisa

(i) Estabelecer incentivos à inovação tecnológica<sup>170</sup>.

(ii) Garantir o uso dos recursos destinados a projetos de eficiência energética proporcionalmente ao mercado contribuinte, mediante aplicação direta pelos consumidores industriais, sem intermediação da distribuidora<sup>171</sup>.

(iii) Alocação de recursos de P&D exclusivamente com base na capacidade técnica dos executores e fim das cotas para as regiões Norte, Nordeste e

---

166 ABRACE.

167 ENEVA.

168 ENEVA.

169 ABIAPE.

170 ELEKTRO, FIRJAN, Secretaria de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul – SME/RS, ANFAVEA, Grupo CEEE, FIEMG e ABAQUE.

171 ABRACE.

Centro-Oeste<sup>172</sup>.

(iv) Caso persista uso de recursos de P&D para política pública, deve haver teto e tempo determinado, além de finalidade de desenvolvimento específicas<sup>173</sup>.

(v) Permitir que agentes de geração apliquem até 25% dos recursos de P&D em programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia<sup>174</sup>.

(vi) Prever agilidade para a implementação de inovações, principalmente quando são abordados os temas de P&D e Eficiência Energética<sup>175</sup>.

(vii) Estabelecer nova estrutura tarifária que permita investimento em tecnologias inovadoras de vida útil mais curta<sup>176</sup>.

(viii) Garantir a implantação de medição inteligente na distribuição<sup>177</sup>.

(ix) Criar a figura do agente independente de medição (inteligente)<sup>178</sup>.

(x) Valorizar os benefícios de projetos de eficiência energética nos consumidores<sup>179</sup>.

(xi) Garantir a operacionalização da sub-rogação da CCC para projetos de geração distribuída e eficiência energética<sup>180</sup>.

(xii) Emitir decreto que contenha a caracterização e a metodologia para formação de um banco de dados de unidades consumidoras com potência contratada a partir de 500 kW<sup>181</sup>.

(xiii) Estudar a possibilidade de participação da eficiência energética como fonte nos leilões de energia de reserva e nos leilões de expansão, bem como avaliar

---

172 ENGIE.

173 ENGIE.

174 ENGIE.

175 Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC.

176 ELEKTRO e Grupo CEEE.

177 ELEKTRO e ENGIE.

178 ENGIE.

179 ABESCO.

180 ABESCO.

181 ABESCO.

o enquadramento da eficiência energética como fonte incentivada<sup>182</sup>.

(xiv) Estimular o investimento em novas tecnologias a serem feitos pelas distribuidoras, com justa remuneração proporcional por parte dos beneficiados<sup>183</sup>.

(xv) Distribuir os recursos de eficiência energética de forma mais isonômica, de modo que seja disponibilizado os recursos para a classe de maior consumo absoluto<sup>184</sup>.

(xvi) Prever a aplicação de 40% (quarenta por cento) da ROL para projetos de pesquisa e desenvolvimento e inovação, aferidos conforme a regulamentação aplicada às atividades de pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica, de que tratam os arts. 17 a 26 da Lei n. 11.196, de 21 de novembro de 2005 (sem necessidade de regulamentação da ANEEL)<sup>185</sup>.

(xvii) Afastar a obrigação de investimento em Pesquisa e Desenvolvimento por parte de distribuidoras de pequeno porte<sup>186</sup>.

(xviii) Viabilizar, para o segmento de distribuição, a difusão de novas tecnologias com regulação que estimule novos e crescentes investimentos através de melhores taxas de retorno do capital e prazos menores para a amortização dos investimentos<sup>187</sup>.

(xix) Desenvolver indicadores de eficiência energética e criar incentivos para os consumidores que alcançarem benchmark de consumo<sup>188</sup>.

(xx) Tornar a CHESF uma concessionária de uso múltiplo do Rio São Francisco, integrada com a expansão energética, com o objetivo de definir a matriz energética

---

182 ABESCO e Vitalux.

183 Conselho de Consumidores da CEMIG.

184 Associação Brasileira do Alumínio – ABAL.

185 ABRADÉE.

186 ABRADÉE.

187 SINERGIA.

188 Vitalux.

regional, assumindo a responsabilidade pela confiabilidade, pelos custos e pela atração dos investimentos privados para o desenvolvimento energético e econômico<sup>189</sup>.

#### **1.24. Representatividade e organização**

(i) Estabelecer que as funções de representatividade do CMSE sejam estendidas a sociedade civil, com membros da Universidade e de entidades de classe<sup>190</sup>.

(ii) Retomar grupos de trabalho e audiências públicas preliminares, com participação dos agentes antes das tomadas de decisões<sup>191</sup>.

(iii) Garantir que os consumidores, por meios dos Conselhos de Consumidores, atuem nos principais fóruns de discussão estratégicas do setor, tais como CMSE e CNPE<sup>192</sup>.

(iv) Criar o Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica – CONACEN<sup>193</sup>.

(v) Introduzir a obrigatoriedade de dois representantes dos conselhos de consumidores nas assembleias gerais da CCEE<sup>194</sup>.

(vi) Tornar obrigatória a participação de um representante dos consumidores livres e especiais, dentre os membros do conselho da CCEE, em substituição à indicação de um membro pelo conjunto de agentes<sup>195</sup>.

(vii) Garantir maior participação dos Conselhos de Consumidores na construção do novo modelo do setor elétrico<sup>196</sup>.

---

189 MIX ENERGIA EIRELI, Tecnix Engenharia e Arquitetura Ltda.

190 Tenda Atacado.

191 ABRATE.

192 Conselho de Consumidores da RGE e Conselho de Consumidores da Enel Distribuição Rio/RJ, CONCEL.

193 Conselho de Consumidores da COSERN.

194 Conselho de Consumidores da COSERN.

195 Conselho de Consumidores da COSERN.

196 Conselho de Consumidores da RGE e Conselho de Consumidores da CPFL.

(viii) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, quando caracterizadas situações que comprometam a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético ou a necessidade de sistemas de transmissão de energia, definirão os empreendimentos estratégicos para fins de licenciamento pela União<sup>197</sup>.

(ix) Garantir, em lei, assento permanente no CNPE de representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias<sup>198</sup>.

(x) Garantir, em lei, que as reuniões do CMSE terão pauta definida e divulgada previamente à sua realização, que deverá ser pública<sup>199</sup>.

(xi) Prever, para fins de composição do Conselho de Administração do ONS, a participação das demais categorias do setor elétrico<sup>200</sup>.

(xii) Necessidade de tratamento da governança setorial, com aprimoramento do papel de cada instituição, por exemplo, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, do Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS – e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE<sup>201</sup>.

### **1.25. Evolução da infraestrutura de medição**

(i) Garantir que seja estabelecido um plano para a modernização das redes elétricas e dos sistemas de medição, no médio prazo<sup>202</sup>.

(ii) Estabelecer marco robusto para a evolução dos sistemas de medição atrelados à capacidade de transmissão de dados, com o objetivo de promover a

---

197 FMASE.

198 ABRACEEL.

199 ABRACEEL.

200 ABRACEEL.

201 ONS, ABRACE, FIEMG, Grupo Pão de Açúcar e ABAQUE.

202 Landis+Gyr.

eficiente utilização do sistema elétrico da geração ao consumo<sup>203</sup>. Para a consecução dessa finalidade, deve-se promover<sup>204</sup>:

(i) reconhecimento nas tarifas dos custos condizentes com o tempo de vida útil dos novos medidores e a eventual baixa antecipada dos medidores a serem retirados de serviço;

(ii) política industrial para promover a redução de preço dos medidores inteligentes (*smart meters*) através da abertura de mercado para novos fornecedores, desoneração – ainda que temporária – da importação e com regras metrológicas compatíveis com requisitos técnicos essenciais para sua implementação com custos reduzidos; e

(iii) suporte legal à implementação da estrutura tarifária de pré-pagamento para energia elétrica.

## 1.26. Proteção e automação

(i) Garantir a remuneração adequada para cobertura dos custos do ciclo de vida dos dispositivos envolvidos (dispositivos eletrônicos inteligentes – IEDs, dispositivos de rede de comunicação, etc.) de PAC (Proteção, Automação & Controle)<sup>205</sup>.

(ii) Prever incentivos para incorporação de novas tecnologias de medição como os transformadores de instrumentação não convencionais, sistemas síncrofasoriais e medidores inteligentes, incluindo os canais de comunicação mais adequados<sup>206</sup>.

---

203 EDP.

204 EDP.

205 Cigré-Brasil.

206 Cigré-Brasil.

### **1.27. Tributação**

(i) Acordar com os Estados que o ICMS será devido no momento da distribuição e isento na geração e transmissão. Que na importação como ativo, todos os Estados isentem a cobrança do ICMS<sup>207</sup>.

(ii) Reduzir as alíquotas de PIS e COFINS a zero para ativos comprados para integrar o sistema gerador, assim como de suas partes, uma vez que não haveria concorrência nacional<sup>208</sup>.

### **1.28. Central geradora de capacidade reduzida**

(i) Criar um critério objeto de transição, a ser estipulado na nova medida provisória e adotado especificamente para as centrais de geração de capacidade reduzida, garantindo-lhes meios de comunicar seus já iniciados processos de implantação e, assim, preservar o seu direito de enquadramento como empreendimentos já existentes<sup>209</sup>.

### **1.29. Recursos de “storage”**

(i) Garantir que seja realizada a inserção de recursos de “Storage” na expansão do Sistema Interligado Nacional<sup>210</sup>.

(ii) Disciplinar o armazenamento de eletricidade e desenvolver regras que promovam flexibilidade<sup>211</sup>.

### **1.30. Mecanismo de Compensação de Excedentes e Déficits – MCSD**

---

207 Hidrotérmica S.A.

208 Hidrotérmica S.A.

209 Luciano Penteado Moraes Advocacia.

210 Cigré-Brasil.

211 ELEKTRO, ANFAVEA, CTEEP, NeoEnergy, Renew Energias Renováveis, FIEMG e ABAQUE.

(i) Criar um produto de médio prazo no MCSD, para ao período de 2 a 5 anos, que deverá ser uma solução para as dificuldades enfrentadas pelos agentes (Distribuidores, Geradores e Consumidores). A criação de produtos de médio prazo no MCSD atenuaria o excesso de contratação dos distribuidores e a exposição ao GSF dos geradores, sem quaisquer prejuízos ao consumidor final<sup>212</sup>.

(ii) Autorizar os comercializadores a comprar energia através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD<sup>213</sup>.

### **1.31. Alocação isonômica de riscos e encargos entre ACR e ACL**

(i) Garantir que os riscos sistêmicos e os encargos setoriais tais como Conta ACR, Custo de Sobrecontratação, Custeio da expansão da oferta, entre outros, sejam alocados de forma isonômica a todos os consumidores, independentemente da opção de compra de energia no Mercado Livre ou no Mercado Regulado<sup>214</sup>.

### **1.32. Competências da ANEEL**

(i) Garantir mais autonomia e independência à ANEEL, para que esta realize suas atividades sem riscos políticos ou financeiros<sup>215</sup>.

(ii) Estabelecer que a ANEEL fica autorizada a celebrar, conforme solicitação da distribuidora de energia elétrica, aditivos aos respectivos contratos de concessão para alocar a Receita Irrecuperável como item da Parcela A<sup>216</sup>.

(iii) Prever que não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando, detectada

---

212 Mitsui & Co Ltd.

213 TRADENER LTDA.

214 EDP.

215 Conselho de Consumidores da RGE, Conselho de Consumidores da CEMIG e Conselho de Consumidores da Enel Distribuição do Rio/RJ.

216 ABRADÉE.

pelo concessionário a existência de fraude ou adulteração na medição do fornecimento da unidade consumidora, o consumidor deixar de adimplir com a cobrança do consumo complementar apurado nos termos da regulamentação aplicável, assegurada a ampla defesa e o contraditório<sup>217</sup>.

(iv) Definir que compete à ANEEL<sup>218</sup>:

(i) estabelecer procedimentos para a caracterização da irregularidade de medição de unidade consumidora, disciplinando metodologia para a recuperação da receita e sua cobrança pela concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso III do §3o do artigo 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(ii) estabelecer tratamento regulatório específico e excepcional para conjunto de consumidores ou regiões dotados de graves especificidades socioeconômicas, mediante ato do Poder Público, que impeçam o acesso do concessionário às suas instalações e a prestação adequada do serviço público de distribuição de energia elétrica;

(iii) estabelecer que alterações das condições de complexidade socioeconômica, que permitam à concessionária de distribuição de energia elétrica recuperar o acesso às suas instalações, ensejarão a extinção do tratamento regulatório específico e excepcional de que trata o caput; e

(iv) prever que as fontes de receitas que sejam oriundas de novos arranjos tecnológicos ou novos serviços aos usuários com atributos de inovação terão um período de dez anos, contados a partir de seus registros contábeis, para compor efeitos à modicidade tarifária.

---

217 ABRADDEE.

218 ABRADDEE.

(v) Implementar a fiscalização responsiva no âmbito regulatório<sup>219</sup>.

(vi) Conferir competência legal à ANEEL para emissão de DUP para as serviços administrativas necessárias à implantação de instalações de transmissão de titulares de centrais geradoras hidrelétricas<sup>220</sup>.

## 2. CRÍTICAS E SUGESTÕES GERAIS À PROPOSTA

(i) Necessidade de análise de impacto regulatório (AIR), principalmente as questões propostas no “Grupo 2”<sup>221</sup>.

(ii) Baixo nível de detalhamento da proposta<sup>222</sup>.

(iii) Previsão de reequilíbrio econômico-financeiro pelas alterações legislativas ou de regulamento<sup>223</sup>.

(iv) Flexibilização das regras do contingenciamento de crédito ao setor público, para excluir empresas estatais do setor elétrico ou as estatais não-dependentes<sup>224</sup>.

(v) Possibilidade de oferecimento de recebíveis em dólar, para melhorar as condições de financiabilidade do setor<sup>225</sup>.

(vi) Necessidade de maior tempo para análise e discussões<sup>226</sup>.

(vii) Previsão de possibilidade de formação de portfólios de consumidores e de geradores de pequeno porte, para adquirir os serviços de acesso à rede elétrica de propriedade da distribuidora ou transmissora<sup>227</sup>.

(viii) Implantação de sistema de risco de crédito homogeneizado nas

---

219 ABRAPCH.

220 ABRAPCH.

221 ABRAGEL, Minas PCH, Casa dos Ventos, Brasil PCH, ABRAPCH, ONS, Associação dos Empregados do Cepel- ASEC, Conselho de Consumidores da RGE, CONCCEL e CONCEL.

222 FIRJAN e APOSCHESF.

223 CEMIG.

224 CEMIG.

225 ENGIE.

226 FIEMG e EPPGG.

227 LALCAM-MA.

liquidações financeiras da CCEE, de adesão facultativa, com fundos garantidores da inadimplência<sup>228</sup>.

(ix) Proposta exacerba poder discricionário do Poder Concedente, o que gera insegurança em investimentos de longo prazo<sup>229</sup>.

(x) Estabelecer cronograma para edições de regulamentos<sup>230</sup>.

(xi) O novo modelo tende a fomentar a entrada de térmicas no sistema elétrico nacional<sup>231</sup>.

(xii) A solução proposta – voltada para o fortalecimento do mercado e enfraquecimento das estruturas públicas reguladoras e planejadoras – tende a ampliar a vulnerabilidade da operação do setor, além de torná-lo mais suscetível aos riscos<sup>232</sup>.

(xiii) O novo marco traz o risco de redução da capacidade setorial de realização de grandes investimentos com retorno no longo prazo<sup>233</sup>.

(xiv) O marco deveria contemplar disposições para a mudança do modelo de regulação das distribuidoras de energia<sup>234</sup>.

(xv) A modicidade tarifária mencionada na Nota Técnica (3.8) precisa de definição conceitual e pragmática, via instrumento apropriado para que possa haver convergência no entendimento técnico do termo<sup>235</sup>.

(xvi) Garantir a transparência das informações que possibilite o monitoramento dos serviços regulados, utilizando a Lei de Acesso à Informação como referência para que as empresas concessionárias de serviço público tenham regras

---

228 LALCAM-MA.

229 ENGIE e FIEMG.

230 FIEMG.

231 Associação do Empregados do CEPEL – ASEC.

232 Associação do Empregados do CEPEL – ASEC.

233 Associação do Empregados do CEPEL – ASEC.

234 Fórum Latino Americano de Smart Grid.

235 IDEC.

semelhantes à Administração Pública direta e indireta<sup>236</sup>.

(xvii) Necessidade de edição de Decreto Presidencial sobre o aproveitamento energético dos cursos de água<sup>237</sup>.

(xviii) Necessidade de criação de um novo marco regulatório, através de ampla participação dos agentes institucionais e da sociedade civil organizada, bem como o fomento de PPPs e a instituição de políticas de desoneração fiscal e de encargos, objetivando viabilizar financeiramente a implementação de geração WTE (WASTE-TO-ENERGY) no Brasil<sup>238</sup>.

(xix) O setor elétrico precisa apenas se adaptar à três novidades: A) a chegada da geração distribuída; B) o ingresso mais intenso de fontes transientes e intermitentes de ciclo curto (solar e eólica), lembrando aqui que hidro é também fonte transiente e, às vezes, intermitente como hoje mostram Sobradinho e Belo Monte; C) a chegada da tarifa variável com a demanda que provocará resposta positiva do lado do consumo, reduzindo picos (caros) e custos<sup>239</sup>.

(xx) Incluir, na proposta, mecanismos de aprimoramento do planejamento e operação e redução de risco setorial, tais como introdução de elementos de arbitragem, de racionamento e gerenciamento do lado da demanda, aprimoramento do processo de licenciamento, tratamento para o término dos contratos do PPT e modernização do programa de P&D para incentivar inovação<sup>240</sup>.

(xxi) Incluir na medida provisória apenas as disposições legais *“que não sejam possíveis de se aguardar”*, devendo as demais medidas serem objeto de projeto de lei específico, com trâmite regular no legislativo<sup>241</sup>.

---

236 IDEC.

237 Cigré-Brasil.

238 GIRARDI.

239 SOLAR TECH.

240 Instituto Acende Brasil.

241 FIEC.

(xxii) Estabelecer, em lei, a adoção da arbitragem para discussão dos conflitos derivados de decisões finais da ANEEL nos contratos e atos de autorização que estão no âmbito de sua competência regulatória<sup>242</sup>.

(xxiii) Tratar a utilização dos reservatórios com alta capacidade de regularização de forma estratégica, inclusive em razão do avanço das fontes intermitentes<sup>243</sup>.

(xxiv) Necessidade de apresentar maior detalhamento das propostas, bem como considerar as medidas sugeridas nos diversos projetos de lei que estão tramitando no congresso<sup>244</sup>.

(xxv) Estabelecer, em lei, que a energia de Itaipu será livremente comercializada a partir de junho de 2023, e que a renda da parte brasileira seja revertida em benefício dos consumidores brasileiros, de forma isonômica, via mecanismo tal qual o abatimento da CDE<sup>245</sup>.

(xxvi) Garantir fonte permanente de recursos para suportar o orçamento da EPE, para a qual podem ser destinados recursos disponíveis no setor elétrico, como, por exemplo, as verbas não utilizadas dos programas de P&D<sup>246</sup>.

(xxvii) Elaborar e desenvolver estudo técnico voltado a definir “*os limites de inserção de energias renováveis na matriz energética brasileira*”<sup>247</sup>.

(xxviii) Sugere-se que créditos líquidos e certos de ações de correção monetária relativas a empréstimos compulsórios instituídos pelo Governo para custear a expansão do sistema elétrico brasileiro, bem como de precatórios decorrentes de discussão de valores decorrentes da construção de usinas hidrelétricas possam ser utilizados para o pagamento dos valores a serem desembolsados por adquirentes

---

242 CBAr.

243 Clube de Engenharia.

244 ABEE.

245 ABRACEEL.

246 ABRACEEL.

247 FIEC.

dos ativos a serem licitados, aumentando a liquidez e a concorrência pelos referidos ativos e também evitando o incremento atual e futuro do déficit público<sup>248</sup>.

(xxix) Ampliação das discussões para a criação de mecanismos claros que permitam a financiabilidade pelo ACL por meios de novas estruturas de financiamento pelo BNDES e pela iniciativa privada<sup>249</sup>.

(xxx) Deve-se dotar o novo modelo de regras e regulamentações que permitam a integração econômica, via construção de UHE no território dos países vizinhos, voltados para exportação para o mercado elétrico brasileiro<sup>250</sup>.

### 3. ESTUDOS

(i) Submissão, à consulta pública, do livro *“A reconstrução do setor elétrico”* que aborda alguns aspectos da proposta do Ministério<sup>251</sup>.

(ii) Submissão, à consulta pública, de estudo voltado ao aperfeiçoamento do mercado atacadista de energia no Brasil, com apresentação de proposta estruturada para criação de bolsa de energia integrada ao operador do mercado e acoplada a uma *clearing house*, arranjo comercial para comercialização da energia vinculada a contratos regulados, critérios para formação do preço do mercado de curto prazo, criação de pool de geração, fim da distinção entre ambientes de comercialização e regramento para os contratos legados<sup>252</sup>.

(iii) Submissão, à consulta pública, de estudo elaborado pela PSR Consultoria voltado à análise das implicações da abertura do mercado de energia elétrica no país, observados os aspectos do cronograma de flexibilização dos requisitos para migração, do tratamento dos contratos legados e dos mecanismos de mitigação do

---

248 SINICON.

249 Thymos Energia.

250 SINERGIA.

251 Instituto de Energia e Ambiente da USP.

252 GESEL.

risco de sobrecontratação das distribuidoras, da introdução do mecanismo de separação de lastro e energia, da criação de incentivos aos geradores existentes em virtude de sua contribuição ao sistema, e do tratamento das fontes incentivadas<sup>253</sup>.

(iv) Consultoria que (a) analisa o equilíbrio dos mercados regulado e livre à luz da socialização dos custos e benefícios dos contratos legados, (b) apresenta metodologia de valoração do produto lastro pelo lado da oferta e (c) aborda a experiência internacional de implantação de mercados de confiabilidade<sup>254</sup>.

(v) Submissão, à consulta pública, de estudo elaborado pela Thymos Consultoria que (a) aborda o estágio atual do mercado livre, (b) projeta o potencial de migração para o ambiente de contratação livre e (c) apresenta análise quantitativa dos custos associados à aplicação do encargo decorrente dos leilões de venda de excedentes das distribuidoras sobrecontratadas<sup>255</sup>.

(vi) Submissão, à consulta pública, de fascículo da revista da USP sobre energia elétrica<sup>256</sup>.

(vii) Submissão, à consulta pública, de dissertação de mestrado sobre tarifa social<sup>257</sup>.

(viii) Submissão, à consulta pública, de artigo a respeito da geração distribuída—GD<sup>258</sup>.

---

253 ABRACEEL.

254 ABRACEEL.

255 ABRACEEL.

256 IEE USP.

257 Jorge Valente.

258 Luciano Freire.

