

Brasília, 6 de setembro de 2019

Excelentíssimo Senhor

**ALMIRANTE BENTO COSTA LIMA LEITE DE ALBUQUERQUE JUNIOR**

Ministro de Minas e Energia

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 8º andar

70.065-900 - Brasília – DF

**Assunto:** Contribuição à Consulta Pública nº 77/2019

**Processo:** 48300.001446/2018-31

**Anexos:** Contribuição da ABRAGEL à Consulta Pública nº 33/2017;

Carta ABRAGEL nº 059/19 - Contribuição à Consulta Pública nº 63/2018;

Carta ABRAGEL nº 005/19 - Recurso Administrativo interposto em face da Portaria nº 524, de 27.12.2018, que prevê a diminuição dos limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores a partir de 01.07.2019

A **Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa ("ABRAGEL")**, na condição de entidade que representa o interesse de 285 (duzentos e oitenta e cinco) associados que atuam no mercado de geração de energia elétrica a partir da exploração de potenciais hidráulicos de até 50 MW enquadrados como Centrais Geradoras Hidrelétricas ("CGH"), Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCH") e Usinas Hidrelétricas ("UHE"), vem, respeitosamente, expor e requerer o que segue no âmbito da Consulta Pública nº 77/2019 ("CP 77").

#### **Aspectos Técnicos Sensíveis à Abertura de Mercado**

Em 02 de agosto de 2017, a ABRAGEL apresentou suas contribuições no âmbito da Consulta Pública MME nº 33/2017 ("CP 33"). Naquela oportunidade, a Associação mencionou, dentre outras coisas, que, apesar da velocidade das mudanças referentes

ao próximo marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, aqueles problemas que não forem considerados urgentes deveriam ser amplamente debatidos com a sociedade. Nessa oportunidade, a ABRAGEL parabeniza a iniciativa deste Ministério de Minas e Energia pela criação do Grupo de Trabalho “*GT Modernização*”, que vem oportunizando a realização dessas importantes discussões junto aos agentes e à sociedade.

Nada obstante, especificamente quanto ao tema de fundo dessa CP 77 (diminuição dos limites de carga para compra de energia convencional), a ABRAGEL acredita que essa relevante mudança vem sendo feita de forma precipitada e sem a concatenação necessária, ponto que vem sendo exaustivamente apresentado por essa Associação nos fóruns de discussão<sup>1</sup> acerca da Abertura de Mercado.

Como externado na contribuição apresentada junto a Consulta Pública nº 33/2017 (“CP 33”), posteriormente reforçada na Consulta Pública nº 63/2018, a abertura do mercado deve ser gradativa e concatenada com uma série de outros ajustes, que visem, principalmente, (i) mitigar as incertezas desse processo de liberalização; (ii) racionalizar os subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores; e (iii) assegurar a competição isonômica entre os agentes. Considerando que a proposta de regulamentação desses ajustes ainda não está devidamente aprovada, mas encontra-se em fase de discussão, a ABRAGEL considera a definição do calendário de abertura de mercado proposto na minuta de Portaria anexada à Portaria nº 314/2019 um ato precipitado.

Através Nota Técnica nº 6/2019/2019/CGCE/DGSE/SEE (“NT 6”), este Ministério afirma que a proposta apresentada nesta oportunidade se vale das lições aprendidas na Consulta Pública 21/2016 (“CP 21”) e na CP 33, “*para avançar, de forma cautelosa e conservadora, no sentido de aprimorar o marco regulatório e comercial do setor elétrico brasileiro,*” e “*que, no atual estágio de maturidade do ambiente comercial do setor*

---

1 Consulta Pública MME nº 33/2017, Consulta Pública MME nº 63/2018 e todas as demais oportunidades como eventos, Audiência Pública na Câmara dos Deputados e reportagens.

*elétrico brasileiro, ampliar as possibilidades de livre contratação de energia elétrica tende a proporcionar maior competitividade na geração.”*

A ABRAGEL discorda dessa visão. Com o devido respeito, a ABRAGEL acredita que da forma como vem sendo conduzida, a proposta de abertura de mercado traz muitos riscos aos agentes que comercializam energia incentivada, como é o caso da maioria dos associados da ABRAGEL. Isso porque, se nada for feito, simplesmente não haverá um ambiente isonômico para competição entre esses geradores e aqueles que comercializam energia convencional. Não há qualquer indicativo de que serão realizados os necessários ajustes no mercado para propiciar a correção dessa distorção.

Tal como disposto na Medida Provisória 881/2019, que institui a Declaração de Direitos de Liberdade Econômica, estabelece garantias de livre mercado, análise de impacto regulatório, é absolutamente necessário que as proposta de edição e alteração de atos normativos que afetem os interesses gerais dos agente econômicos sejam precedidos de realização de análise de impacto regulatório, que possibilite, através de análise de diagnóstico, averiguar e mapear os impactos econômicos aos agentes de mercado, a razoabilidade e a oportunidade da medida, as possíveis alternativas à medida adotada, dentre outros. Ao fim e ao cabo, é necessário que os agentes de mercado compreendam os impactos que poderão sofrer e, principalmente, as razões pelas quais este Ministério considera oportuna e necessária a abertura de mercado.

A proposta do MME, na contramão dessa conjuntura, altera o cenário comercial que os investidores em PCH avaliaram quando decidiram realizar o investimento, colocando em risco a sustentabilidade econômica e financeira dos projetos. Com efeito, o tempo que se leva para conceber uma PCH, desde a elaboração do projeto básico até a construção da usina é, em média, de 120 (cento e vinte) meses<sup>2</sup>. Nesse sentido, da forma como está sendo proposta, a alteração trará indesejável insegurança regulatória para o investidor.

---

<sup>2</sup> RolandBerger Strategy Consultants. Estudo da Competitividade das PCHs no Brasil. São Paulo, 2012.

Todos esses pontos foram detalhadamente apresentados nas Contribuições encaminhadas no âmbito da CP 33 e da CP 63 e também no recurso administrativo interposto em face da Portaria nº 514/2018. A ABRAGEL, nessa oportunidade, reitera toda argumentação anteriormente apresentada e reforça que há diversos pontos a serem equacionados antes da implementação da proposta deste Ministério de abrir o mercado. A abertura do mercado livre deve promover uma competição justa, transparente e isonômica, trazendo benefícios a toda a sociedade, e por isso só deve ocorrer após o estabelecimento das condições necessárias para tal.

Para tanto, a ABRAGEL acredita que o processo de preparação das bases para a abertura do mercado livre deve envolver, ao menos, os seguintes aspectos:

- (i) reforma no atual arcabouço de formação de preços, para que os tornem mais críveis e menos voláteis;
- (ii) regulamentação da definição dos atributos das diversas fontes de geração;
- (iii) regulamentação dos novos leilões de lastro e (eventualmente) de energia;
- (iv) fim de subsídios implícitos dados a outros agentes.

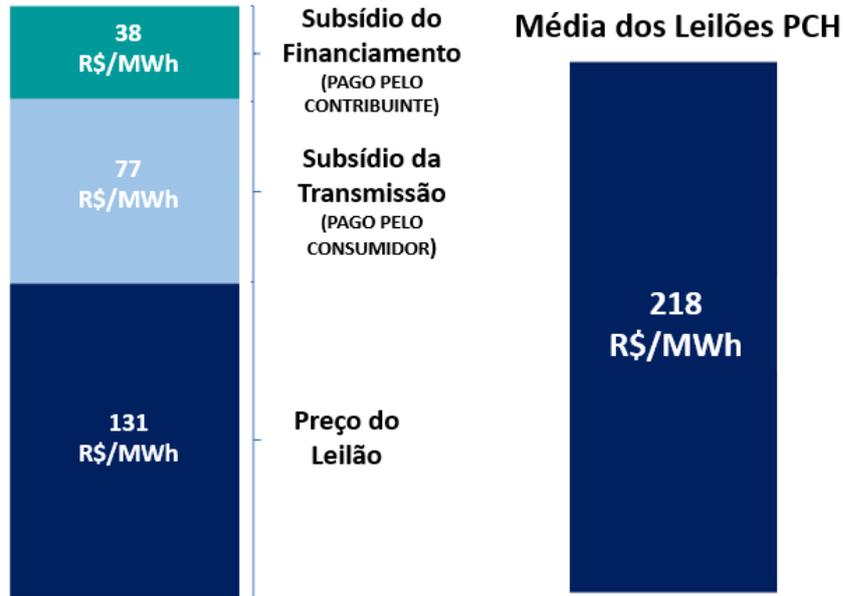
Especificamente quanto ao fim do subsídio implícito, atualmente alguns segmentos percebem subsídios de modo implícito, isso é, sem que os demais agentes de mercado percebam. Logo, a competição estabelecida entre os agentes desses segmentos e os geradores que não auferem esses incentivos desequilibra o mercado, além de revelar-se não é transparente e, sobretudo, injusta.

À título de exemplo, apresenta-se na Preços Referenciados *a julho/2018*

Figura 1 abaixo o caso da UHE Belo Monte. Como demonstra a representação gráfica, o subsídio referente às condições de financiamento somado ao subsídio associado à tarifa de uso do sistema de transmissão resultam num valor real do preço de venda de energia superior a R\$ 115/MWh, que não é refletido no preço de venda realizado no leilão.

### UHE Belo Monte

**246 R\$/MWh**



Preços Referenciados a julho/2018

Figura 1: Comparação entre o Preço de Leilão da UHE Belo Monte somado aos subsídios implícitos e o Preço de Leilão das PCHs. Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE/BNDES/ANEEL

Essa distorção também acontece para outras usinas estruturantes, bem como para usinas eólicas que muitas vezes demandam a implantação de obras de transmissão com custos expressivos exclusivamente para garantir o escoamento da energia advinda desses empreendimentos. Na prática, porém, os respectivos custos são alocados a todos os demais geradores e consumidores do sistema.

O fato é que essas distorções são agravadas frente à abertura do mercado, tal como proposto na Portaria MME nº 514/2018 e em seus desdobramentos, como a presente CP 77. Isso porque, mais de 30% da energia dos empreendimentos estruturantes – que recém entraram em operação e que está descontratada, além de possuir benefícios ocultos, passaria a competir por mercado com as fontes incentivadas

Outro ponto sensível à abertura do Mercado, diz respeito a destinação da energia proveniente da UHE Itaipu após 2023 quando encerrará o prazo de vigência do Anexo C do Tratado de Itaipu. Até o momento, não se sabe ao certo qual será destinação dessa energia, sendo possível que seja destinada ao mercado livre brasileiro. A disponibilização dessa energia pode tornar o processo de flexibilização dos limites ainda mais impactante aos agentes geradores incentivados, tais como os associados da ABRAGEL.

### **Aspectos Jurídicos Relevantes associados a discussão**

Além dos aspectos técnicos e de mercado citados acima, nas oportunidades mencionadas, a ABRAGEL apresentou preocupações, que se mantêm, em especial quanto ao aspecto de legalidade da via adotada (Portaria Ministerial) para a redução do acesso ao mercado livre, visto que ao ampliar o espectro de consumidores de energia elétrica que podem contratar sua demanda no ACL a partir de qualquer tipo de fonte, a medida afronta a política pública criada e consolidada em diversos dispositivos legais.

Para adoção da medida, o Ministério aponta como fundamento o art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, que prevê a possibilidade de diminuição dos limites de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995 pelo poder concedente após oito anos da publicação do normativo.

Sucedede que, como exposto na contribuição apresentada pela ABRAGEL no âmbito da CP 63, especialmente na Opinião Jurídica que a acompanhou, Política Pública de incentivo às fontes alternativas renováveis foi instituída por Lei posterior ao art. 15, §3º da Lei nº 9.074/1995 (Lei 9.648/1998).

Dessa forma, sob o ponto de vista jurídico-formal, verifica-se que a Portaria nº 514/2018, bem como as demais Portarias que a revisem ou atuem no mesmo sentido, guarda vício de legalidade, uma vez que (i) a política pública de incentivo às fontes renováveis instituída pela Lei nº 9.648/1998, com a criação do mercado especial para

consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW, não pode ser alterada por ato infralegal.

A legislação posterior à edição do art. 15, §3o, da Lei no 9.074/1995, ao criar o mercado especial para comercialização de energia renovável (por consumidores com carga entre 500 kW e 3.000 kW), revogou, por incompatibilidade, a atribuição conferida pelo dispositivo citado ao poder concedente para reduzir os limites de carga de consumidor potencialmente livre para aquisição de energia elétrica proveniente de fontes convencionais.

Vale observar, neste ponto, que todas as alterações promovidas nos limites de carga e tensão posteriores às Leis no 9.648/1998, seja (i) para modificar a política de incentivos às fontes renováveis; seja (ii) para reduzir os requisitos para os consumidores potencialmente livres existentes à época da publicação da primeira Lei (inclusão do §2o-A no art. 15 da Lei no 9.074/1995 pela Lei no 13.360/2016), foram procedidas mediante lei ordinária.

O Congresso Nacional, portanto, afirmou e reafirmou a preservação da política pública de estímulo às fontes renováveis, evidenciando a incompatibilidade dessa política pública criada e reafirmada em leis supervenientes com a possibilidade de sua alteração por ato infralegal, tal como consta do art. 15, §3o, da Lei no 9.074/1995. Não sem razão, tem-se a *“Proposta Compilada de Aprimoramento Contemplando todas as Alterações”* disponibilizada pela Consulta Pública no 033/2017, que previa a alteração dos limites de carga e tensão de consumidor potencialmente livre na forma de minuta de projeto de lei ordinária.

Nesse sentido, as premissas da proposta discutida na referida Consulta Pública foram incorporadas pelos seguintes projetos de lei atualmente em tramitação nas duas Casas do Congresso Nacional, ambos em estágio avançado: (i) PLS no 232/2016, em tramitação perante o Senado Federal; e (ii) o PL no 1.917/2015, em tramitação perante a Câmara dos Deputados.

A edição da Portaria submetida à Consulta Pública fatalmente ofenderá o princípio constitucional da separação dos poderes, mediante invasão de competência do Poder Legislativo por ato infralegal de Ministro de Estado, pois, sem embargo de eventual discussão sobre a proibição de retrocesso em matéria ambiental ou sobre a razoabilidade/proporcionalidade da medida proposta, somente uma nova lei ordinária, também aprovada pelas duas Casas do Congresso Nacional, teria o condão de alterar, especialmente para restringir, a referida política pública.

Nesse particular, a proposta de Portaria submetida à Consulta Pública mostra-se manifestamente ilegal, ultrapassando os limites do poder regulamentar atribuído aos Ministros de Estado, pois inova na ordem jurídica de forma contrária ao disposto na Lei 9.427/1996 (*contra legem*). Assim como se verifica no exercício do poder regulamentar detido pelo Chefe do Poder Executivo, a expedição de instruções pelos Ministros de Estado possui limites bastante claros, destinados a evitar indesejáveis alterações do sentido original das leis, dos decretos e dos regulamentos, como já, inclusive, se pronunciou o Supremo Tribunal Federal<sup>3</sup>.

Na prática, portanto, se a política pública foi instituída por lei ordinária, sua alteração, restrição, ampliação ou extinção somente pode ser procedida mediante lei ordinária ou norma de hierarquia superior. Disso decorre que a alteração da política pública de criação de um mercado especial formado por fontes renováveis instituída pela Lei no 9.648/1998, e consolidada em inúmeras leis posteriores, mediante ato infralegal (Decreto do Poder Executivo ou Portaria, por exemplo) ofende os princípios da legalidade e do paralelismo das formas, além da hierarquia entre as normas do ordenamento jurídico, consistindo em afronta ao princípio constitucional da separação dos poderes.

---

<sup>3</sup> Por todos, ver: Supremo Tribunal Federal. ADI 1075 MC, Relator(a): Min. Celso de Mello, Tribunal Pleno, julgado em 17/06/1998, DJ 24.11.2006; Supremo Tribunal Federal (“STF”). ADI 5.624/DF. Liminar concedida pelo Ministro Ricardo Lewandowski. 27.06.2018.

Outro ponto sensível na perspectiva jurídica, diz respeito a impossibilidade de representação do Poder Concedente pelo Ministério de Minas e Energia para os fins do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995. No extremo, caso fosse admitida a possibilidade de regulamentação do assunto, ignorando-se a revogação do §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, o instrumento jurídico adequado certamente não seria uma Portaria Ministerial.

Conforme disposto no art. 87 da Constituição Federal, os Ministros de Estado podem praticar os atos pertinentes às atribuições outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República<sup>4</sup>. Diante disso, pode-se concluir que **o Ministro de Estado de Minas e Energia pode praticar atos pertinentes às atribuições do poder concedente em relação aos serviços e instalações de energia elétrica, desde que outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República mediante ato específico publicado em meio oficial**. Assim, por exemplo, (i) o Decreto nº 7.805/2012, que regulamentou a Medida Provisória (“MP”) nº 579/2012<sup>5</sup>, em que a norma é expressa no sentido de delegar ao MME a atribuição de representação do poder concedente especificamente para os fins do disposto na MP nº 579/2012 e no Decreto nº 7.805/2012; e (ii) o art. 62 do Decreto nº 5.163/2004<sup>6</sup>, que atribui expressamente ao MME a celebração, na outorga de

---

<sup>4</sup> **Constituição Federal:**

*“Art. 87. Os Ministros de Estado serão escolhidos dentre brasileiros maiores de vinte e um anos e no exercício dos direitos políticos. Parágrafo único. Compete ao Ministro de Estado, além de outras atribuições estabelecidas nesta Constituição e na lei:*

*I - exercer a orientação, coordenação e supervisão dos órgãos e entidades da administração federal na área de sua competência e referendar os atos e decretos assinados pelo Presidente da República; II - expedir instruções para a execução das leis, decretos e regulamentos; III - apresentar ao Presidente da República relatório anual de sua gestão no Ministério;*

*IV - **praticar os atos pertinentes às atribuições que lhe forem outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República**” (sem grifos no original).*

<sup>5</sup> **Decreto 7.805/2012:**

*“Art. 17. No Setor Elétrico, o poder concedente é representado pelo Ministério de Minas e Energia para os fins do disposto na Medida Provisória no 579, de 2012, e neste Decreto”.*

<sup>6</sup> **Decreto 5.163/2004:**

*“Art. 62. O Ministério de Minas e Energia deverá celebrar, na outorga de concessões, os respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos*

concessões, dos respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões.

No caso da Lei nº 9.074/1995, que versa acerca da hipótese que ora se discute no âmbito da CP 77, ao contrário dos casos citados anteriormente, não se identifica qualquer delegação expressa ao Ministério de Minas e Energia para o exercício da competência nele prevista, como se pode depreender dos Decretos no 1.717/1995 e 2.003/1996, que regulamentaram alguns dispositivos da referida Lei.

Desse modo, conclui-se que o MME não detém competência para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o referido dispositivo, sendo ilegal a eventual emissão de Portaria que estabeleça a redução dos limites de carga para enquadramento de consumidor potencialmente livre.

Nesse contexto, a adoção de Portaria Ministerial para abertura de mercado produz indesejável insegurança nas relações a serem pactuadas com base no ato infralegal ilegal, prejudicando o desenvolvimento equilibrado e sustentável do mercado de energia elétrica.

### **Outras razões para justificar a postergação do cronograma de redução dos limites do mercado livre**

A política pública de incentivo às fontes renováveis instituída por Lei na forma de um mercado especial de energia elétrica atende a dispositivo constitucional (art. 225<sup>7</sup>),

---

*leilões, observado o disposto nos arts. 19 a 21”.*

<sup>7</sup> A Constituição do Brasil estabelece que “*todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações*”. De modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição Federal determina a observância do princípio da “*defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação*”.

considerando os notáveis benefícios ocasionados ao sistema elétrico interligado e ao meio ambiente.

Especificamente no caso de hidrelétricas de pequeno porte, exploradas pelos associados representados pela ABRAGEL, o Plano Decenal de Expansão (“PDE”), submetido por este Ministério à Consulta Pública nº 34/2017 reconhece *“o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e centrais hidrelétricas autorizadas até 50 MW), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”*.

Nesse contexto, não se pode conceber que o mercado especial seja taxado de *“reserva de mercado”, “benesse” ou “privilegio”,* quando se trata de política pública estabelecida por lei, com fundamento constitucional e nos benefícios sistêmicos das fontes nele incluídas. Tampouco pode se conceber que política pública seja restringida ou extinta pela via inadequada ou sem a adoção dos reconhecidos ajustes necessários para garantir a estabilidade e o equilíbrio do mercado.

A lógica adotada na legislação consiste em política pública de Estado legítima, criada no âmbito do Projeto RE-SEB, com o objetivo específico de incentivar as fontes renováveis de energia, protegendo os respectivos investidores contra competição injusta com fontes convencionais amortizadas e altamente subsidiadas no passado pelo Estado. **A segmentação do mercado e o desconto no fio buscam, portanto, corrigir distorções e proporcionar um ambiente de melhor competitividade e isonomia entre os participantes,** além de contribuir para a diversificação das fontes e, por consequência, a segurança do suprimento.

Na prática, a adoção desses incentivos foi primordial para viabilizar a implantação de diversas PCHs no país, que atualmente contribuem com cerca de 5 GW

em operação na matriz elétrica. Mais do que isso, (i) o mercado especial, em seu atual formato, constitui o pilar econômico necessário para sustentar a tomada de decisão de investimento nesses empreendimentos e, (ii) no caso do desconto, funciona como compensação, tendo em vista a redução de perdas e os custos evitados na expansão.

Ao alterar a lógica que sustentou decisões de investimento assumidas no passado, sem que sejam oferecidas alternativas para mitigar estes efeitos negativos, corre-se o risco de afetar o equilíbrio econômico dos empreendimentos já em operação comercial, além de prejudicar a viabilização de projetos que ainda aguardam melhor momento para implantação e toda uma cadeia produtiva ligada a esse segmento.

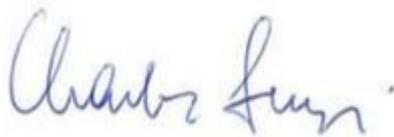
Em outras palavras, a aceleração inesperada do processo contraria as premissas da Consulta Pública nº 33/2017, de promover a abertura do mercado com a mitigação de incertezas associados ao processo, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas.

Ora, a abertura do mercado neste momento, sem a certeza do resultado calibrado dos trabalhos do GT de Modernização do Setor que está em andamento, bem como sua correta implementação a tempo da continuidade da Abertura do Mercado contraria a lógica da prudência, que demanda o tratamento de todos esses temas de forma coordenada, como vem sustentando a ABRAGEL.

### **Conclusão**

Nesse contexto, a ABRAGEL acredita que a postergação do cronograma de redução dos limites do mercado livre é medida que ameniza os prejuízos daqueles investidores que fundamentaram sua decisão de investimento no atual arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, que tem como um importante atributo o segmento do mercado incentivado para as fontes alternativas de energia.

Uma vez mais, portanto, a ABRAGEL requer que a diminuição dos requisitos de carga para compra de energia convencional ocorra somente **após** a realização dos ajustes prévios necessários para assegurar a competição isonômica entre os agentes e evitar que eventuais benefícios decorrentes da maior competição pretendida com a medida não se concretizem.



---

Charles Lenzi

Presidente Executivo

**Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL**

Em 17 de agosto de 2017

Referência: NT 05/2017 – AEREG/SE

Consulta Pública: CP MME 33/2017

Assunto: **Proposta de Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico em Nova Etapa de consulta pública, em continuidade à CP nº 21 de 2016**

## INTRODUÇÃO

1. A proposta apresentada pelo Ministério de Minas e Energia na Consulta Pública 033/17 por meio da Nota Técnica nº05/2017/AEREG/SE (“Nota Técnica”) consiste, na visão da ABRAGEL, no mais complexo conjunto de medidas para aprimoramento do marco legal do setor elétrico desde a instituição do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, em 2002.

2. Há relativo consenso de que o marco legal e regulatório do setor elétrico brasileiro necessita de diversos ajustes, alguns urgentes e outros não, razão pela qual a velocidade dessas mudanças deve necessariamente observar a diferença dessas situações, de modo que os problemas emergenciais sejam enfrentados o quanto antes e as melhorias (“*aprimoramentos*” ou “*visão de futuro*”) sejam amplamente debatidos com a sociedade, evitando atropelos desnecessários que possam prejudicar parcela significativa da cadeia produtiva até o consumidor, colocando em risco a própria sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

3. Em princípio, apenas a disciplina relativa à “*desjudicialização do risco hidrológico*” consiste, em tese, em assunto **urgente**<sup>1</sup>, a ser conduzido via medida provisória, nos termos da Constituição Federal<sup>2</sup>. As outras medidas propostas, ainda que eventualmente relevantes, necessitam de maior aprofundamento, não havendo urgência a justificar a quebra da lógica legislativa.

4. Ademais, tais medidas não foram precedidas de análise de impacto regulatório, inexistindo, portanto, o necessário e indispensável amadurecimento das proposições, bem como a análise e simulação de suas consequências, o que impede o avanço legislativo nesses pontos, ainda mais pela via excepcional da medida provisória, conforme previsto no Decreto 4.176/2002. Não há, por exemplo, a devida análise quantitativa ou qualitativa das mudanças propostas, muito menos uma análise de suas consequências para o mercado brasileiro, considerando suas particularidades, como a operação centralizada e a predominância da fonte hidráulica em um sistema que necessita de expansão (ao contrário dos sistemas consolidados existentes nos Estados Unidos e na Europa).

5. Na verdade, há problemas que não foram devidamente enfrentados, como, por exemplo, (i) o risco de concentração do mercado e (ii) a financiabilidade da expansão da matriz energética.

6. De modo coerente e realista, afirma-se na Nota Técnica que suas propostas “*criam a possibilidade de o sistema trabalhar com modelos de despacho centralizado por custo ou por ofertas de preço dos agentes, explicitando nesse caso a necessidade de mecanismos de monitoramento de mercado para combater práticas lesivas à concorrência*”. No entanto, em vez de enfrentar o problema, diz-se apenas que se trata de “*um tema complexo para o qual uma eventual proposta de despacho por ofertas de preços no Brasil deveria ser customizada à característica de nossa matriz e que não se esgota na proposição feita nesta consulta*”.

---

<sup>1</sup> Isso porque, conforme reconhecido da Nota Técnica, os geradores hidrelétricos participantes do MRE estão sendo submetidos a riscos que não lhes competem, que ultrapassam o déficit de geração ( $GSF < 1$ ) associado ao risco hidrológico, como, por exemplo, os impactos decorrentes do deslocamento da produção de energia no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE em função do despacho fora da ordem de mérito e/ou da importação de energia. Na prática, essas e outras situações que não consistem em risco hidrológico, mas que estão sendo tratadas como se risco hidrológico fossem, estão causando desequilíbrio nas relações dos geradores do MRE com o Poder Público, razão pela qual as respectivas demandas judiciais encontraram amparo junto ao Poder Judiciário, tanto em decisões liminares quanto em decisões de mérito, nos termos da Constituição Federal, da Lei 10.848/2004, da Lei 9.427/1996, do Decreto 2.655/1998 e do Decreto 2.003/1996, justificando a busca por “*instrumento para recuperar o conceito original de alocação de risco hidrológico*”.

<sup>2</sup> “Art. 62. Em caso de relevância e urgência, o Presidente da República poderá adotar medidas provisórias, com força de lei, devendo submetê-las de imediato ao Congresso Nacional”.

7. Na mesma linha, a Nota Técnica reconhece que *“a separação entre lastro e energia não é a solução para a financiabilidade da geração no Brasil (...)”*. Nesse aspecto, afirma-se que *“o lastro reconhece o valor da contribuição à confiabilidade de cada projeto, mas seu valor pode ser inferior à necessidade total de remuneração que um projeto necessita para se viabilizar”*, razão pela qual seria *“essencial a existência de um mercado de contratos de energia como ‘facilitador’ de liquidez e solvabilidade”*, sem que fosse detalhado o percurso a ser trilhado em tal sentido.

8. Para os dois temas acima referidos, empregados apenas como exemplos, a Consulta Pública não traz nenhuma proposta firme – e muito menos um caminho previsível, evidenciando que o assunto não está suficientemente maduro para o pretendido avanço legislativo, embora o inegável mérito de iniciar a discussão junto à sociedade sobre esses e outros temas relevantes.

9. Na verdade, a proposta consolida ampla margem de discricionariedade para regulamentação posterior, o que não atende ao princípio Federativo da Separação dos Poderes, que veda delegações legislativas, permitindo ao Executivo, por regulamento ou regulação, apenas detalhar os comandos já definidos pelo Poder Legislativo. Em síntese, a legislação não pode ser demasiada aberta, muito menos em um setor sensível às intervenções políticas, pois isso traria enorme insegurança jurídica e instabilidade regulatória, prejudicando a realização dos investimentos privados necessários à sua expansão e operação.

10. Ao fim e ao cabo, não obstante os esforços realizados, a ABRAGEL preocupa-se sobremaneira com o arranjo proposto, que, sem concatenar e/ou priorizar as medidas indicadas, simplesmente não aponta com clareza para onde se quer chegar efetivamente, tampouco o tempo necessário para tanto. Em nossa visão, para a implementação de determinadas medidas é necessária a implementação exitosa de medidas intermediárias. Vale a pena consultar o documento em anexo, que, sem a pretensão de ser exaustivo, indica as possíveis conexões entre os temas apresentados na Nota Técnica, evidenciando a complexidade do assunto e a grande interdependência existente entre eles.

11. Destacamos, por exemplo, a pretendida redução dos limites para acesso ao mercado livre, que depende do tratamento adequado e exitoso para a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores. Já a possibilidade de separação de lastro e energia precede da existência de PLDs críveis, do

aumento da granularidade na formação de preços. Da mesma forma, o destravamento da obrigação de contratação não pode ocorrer sem antes haver um mercado maduro e a existência de uma curva de preço futuro para a *commodity* energia.

12. Nesse aspecto, a ABRAGEL se preocupa com a interdependência entre as medidas propostas, visto que seu objetivo final, que inclui a abertura do mercado, deve ser acompanhado da efetiva e eficiente garantia de expansão e financiabilidade dos novos projetos de geração de energia elétrica, assegurando-se a ampla concorrência, ainda mais diante da possibilidade de formação do preço do mercado de curto prazo a partir da oferta de preços dos geradores. Se não for assim, o resultado certamente será ruim, prejudicando a cadeia de geradores e, ao final, o consumidor, considerando o desvirtuamento do mercado de energia, que pressupõe diversos *players* e competição real<sup>3</sup>.

13. Preocupa-nos também como se dará a transição e a convivência entre o “*novo modelo*” (e suas duas novas modalidades contratuais, lastro e energia) com o modelo atual e suas inúmeras modalidades contratuais no mercado livre e regulado.

14. Preocupa-nos sobremaneira que a proposta contida na Nota Técnica tenha inobservado recentes manifestações do Congresso Nacional, sancionadas pelo Exmo. Presidente da República, como, por exemplo, no que diz respeito à prorrogação das outorgas das usinas hidrelétricas com capacidade até 50 MW como faculdade do outorgado, conforme definido na Lei 13.360/2016, publicada no DOU há praticamente 09 (nove) meses.

15. Na prática, esse conjunto de fatores (*v.g.*, ausência de análise quantitativa e qualitativa, ausência de prévia priorização/concatenação das medidas, ampla margem de discricionariedade da regulamentação posterior, falta de definição específica sobre os contratos legados, *etc.*) acaba por esvaziar, em grande medida, o objeto central da Consulta Pública, justamente porque os agentes e a sociedade não conseguem visualizar claramente todo o arranjo proposto, o que os impede de contribuir efetivamente. Com isto também, a proposta

---

<sup>3</sup> Ver, por exemplo, os conhecidos casos ocorridos nos Estados Unidos (Califórnia) e Reino Unido.

em questão aumenta o cenário de incerteza e preocupação entre os investidores em pequenos aproveitamentos hidrelétricos.

16. Certamente, o Ministério de Minas e Energia entende que as significativas mudanças propostas devam ser amplamente debatidas com a sociedade, o que impõe, quando menos, a abertura de outras fases ou outras Consultas Públicas, após a análise das contribuições recebidas nesse momento, detalhando-se cada passo do percurso a ser seguido.

17. De todo modo, com manifesto interesse colaborativo, a ABRAGEL vem, respeitosamente e dentro do possível, apresentar suas considerações sobre os principais temas versados na presente Consulta Pública, que serão divididas em duas partes: a primeira destinada ao tema urgente e a segunda destinada aos possíveis aprimoramentos do setor elétrico.

## **PARTE I – ASSUNTOS URGENTES**

### **1) DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO**

18. Neste item, a Nota Técnica apresenta uma proposta de desjudicialização para as ações relacionadas ao risco hidrológico dos agentes de geração hidrelétrica, em especial, os que possuem contratos de compra e venda de energia no mercado livre. Nesse sentido, a Nota Técnica propõe a retroação da vigência do ressarcimento financeiro pago aos agentes de geração hidrelétrica, decorrente do deslocamento hidrelétrico causado por geração fora da ordem de mérito (“GFOM”), para 01 de janeiro de 2013. Este ressarcimento financeiro retroativo seria efetivado por meio da extensão do prazo de outorga desses agentes de geração.

19. Entendemos como positiva a apresentação de uma proposta efetiva para que os agentes retirem suas ações judiciais em curso, embora a viabilidade da proposta dependa de uma avaliação caso a caso dos empreendimentos envolvidos. Independentemente da avaliação de atratividade da proposta apresentada, entendemos que algumas questões devam ser ajustadas, de forma a não cercear os direitos já adquiridos pelos agentes de geração e tornar mais claro alguns de seus pontos.

20. Inicialmente, a ABRAGEL concorda com ao menos um dos motivos que justificariam a proposta de desjudicialização contida na Nota Técnica, consistente na utilização de instrumentos “*para recuperar o conceito original de alocação de risco hidrológico*”, que, infelizmente, foi deturpado ao longo do tempo.

21. No ponto, como é elementar, o MRE foi concebido com a finalidade expressa de **mitigar os riscos hidrológicos**, conforme previsto na Lei 9.648/98<sup>4</sup> e na Lei 10.848/04<sup>5</sup>, tendo sido instituído o respectivo condomínio de geradores, do qual participam as grandes, as médias e as pequenas centrais hidrelétricas<sup>6</sup>. De fato, há mais de 15 (quinze) anos o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico já havia afirmado que “o MRE é, em princípio, um mecanismo de mitigação **apenas** de riscos hidrológicos”, razão pela qual “*deve-se assegurar que as Regras do MAE façam com que este princípio seja respeitado*”, de modo que “o MRE não dê respaldo a problemas de natureza não-hidrológica”.

22. No entanto, ao regulamentar o assunto, a regra criada pela ANEEL acabou por simplificar demasiadamente o processo de alocação da energia produzida no âmbito do MRE, partindo-se da premissa de que o sistema estaria em equilíbrio. Na prática, o cálculo do *Fator de Ajuste* do MRE (ou GSF), ao comparar simplesmente o que foi produzido com a garantia física total sazonalizada do MRE, acaba por introduzir elementos estranhos ao **risco hidrológico** ao processo.

23. A ABRAGEL entende que uma série de intervenções políticas e regulatórias, que não constituem *risco hidrológico*, mas, sim, fato do príncipe (álea administrativa), influencia negativamente a produção de energia

---

<sup>4</sup> Lei 9.648/1998: “Art. 14. Caberá ao poder concedente estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização do operador independente do sistema e implementar os procedimentos necessários para seu funcionamento. § 1º A regulamentação prevista no caput-abrangerá, dentre outros, os seguintes aspectos: [...]”

II - a definição de mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;”

<sup>5</sup> Lei 10.848/2004: “Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre: [...]”

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;”

<sup>6</sup> Cite-se, aqui, como referência, o art. 26, I, § 2º da Lei 9.427/1996, ao tratar das PCHs (como usinas não despachadas centralizadamente):

“Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar.

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

§ 2º Ao aproveitamento referido neste artigo que funcionar interligado e ou integrado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismo de realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, devendo também se submeter ao rateio do ônus, quando ocorrer.”

e o processo alocativo dentro do MRE, ampliando indevidamente seu risco de déficit, como, por exemplo, os seguintes aspectos:

- (i) **Importação de energia e reiterado despacho fora da ordem de mérito (em desconformidade com os modelos aprovados pela ANEEL)**, com base em critérios políticos e não técnicos, resultando na diminuição (“deslocamento”) da produção do MRE e na ampliação do risco de déficit ( $GSF < 1$ );
- (ii) **Procedimento diferenciado para cálculo, alocação e apuração da garantia física dos projetos estruturantes durante o período de motorização**, que resulta na antecipação da sua garantia física, pelo alcance de seu valor pleno muito antes da efetiva instalação de todas suas unidades geradoras (turbinas), isto é, antes que elas sejam capazes de produzir plenamente, desequilibrando as participações dos geradores e a alocação de energia dentro do condomínio do MRE; situação potencializada em razão das restrições no escoamento da produção de energia dessas usinas diante dos atrasos no cronograma de implantação dos respectivos empreendimentos de transmissão; e
- (iii) **Contratação de energia de reserva de usinas não despacháveis para cobrir o desequilíbrio causado no processo de apuração das garantias físicas das grandes UHEs**, que resulta na diminuição (“deslocamento”) da produção do MRE e, por conseguinte, amplia os riscos de déficit ( $GSF < 1$ ).

24. Além disso, a ABRAGEL entende que deva ser considerada a possibilidade de parcelamento dos valores não liquidados por força de decisão judicial, para que sejam criadas condições adequadas à finalidade pretendida (“desjudicialização do risco hidrológico”).

25. Na mesma linha, entende-se que o Ministério de Minas e Energia deverá complementar a proposta com a apresentação de solução adequada aos casos que envolvem as CGHs, uma vez que a contrapartida estabelecida na Nota Técnica (extensão do prazo da outorga) não possui sentido lógico para os titulares desses empreendimentos, sujeitos a mero registro.

26. O texto proposto para §1º do art. 2º da Lei nº 13.203/2015 veda a repactuação do risco hidrológico pelos agentes de geração após a definição pela ANEEL dos parâmetros para ressarcimento do GFOM. Formalmente, por disciplinar uma restrição à repactuação do risco hidrológico, o tema deveria constar do art. 1º da Lei 13.203/2015 (e não do art. 2º, que trata da recuperação do conceito original de risco hidrológico).

27. No mérito, na avaliação da ABRAGEL, a vedação à repactuação do risco hidrológico contraria o objetivo central desse ponto, que consiste justamente no destravamento do mercado de energia a partir do encerramento das discussões judiciais sobre o tema. Obviamente, ao restringir os meios para se alcançar esse objetivo, limitando as alternativas para a desjudicialização, a proposta simplesmente não é razoável, atuando na contramão de sua finalidade.

28. Além disso, a vedação à repactuação do risco hidrológico afeta direitos adquiridos e legítimas expectativas que foram estabelecidas em conformidade com as disposições da Lei 13.203/2015<sup>7</sup> e da Resolução ANEEL 684/2015<sup>8</sup>, que consolidaram a prerrogativa do agente de decidir sobre o momento para efetivar a repactuação, exigindo para tanto apenas e tão somente que sua opção seja informada até 30 de setembro do ano anterior à sua vigência.

29. Em face desses argumentos, sugerimos que a vedação a repactuação ao risco hidrológico, a ser disciplinada no art. 1º da Lei 13.203/2015, seja válida apenas para as outorgas de geração concedidas após a publicação da nova legislação em análise nesta Consulta Pública.

30. Sobre o tema de fundo (retomada do conceito original de risco hidrológico), parece-nos conveniente sugerir uma modificação no *caput* do art. 2º da Lei 13.205/2015, evitando-se qualquer discussão de sua compatibilidade com a proposta de aplicação retroativa dos parâmetros de compensação pelo deslocamento hidrelétrico associado a riscos não hidrológicos, modificando o comando estrito que determina a “*aplicação a*

---

<sup>7</sup> “Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.” (grifo nosso)

<sup>8</sup> “Art. 12 A opção pela repactuação deverá ser protocolada pelo agente gerador até 30 de setembro do ano anterior ao início da vigência da repactuação.

Parágrafo único. Excepcionalmente para os anos de 2015 e 2016, a data limite de que trata o caput será 15 de janeiro de 2016, e o agente gerador deverá assinar o termo de repactuação, com a devida desistência da ação judicial, até 25 de janeiro de 2016 ou em até cinco dias úteis após a anuência da ANEEL, no caso de o termo de repactuação ter sido anuído após 15 de janeiro de 2016.” (grifo nosso)

*partir de 2017” de tal sistemática, justamente porque se trata de aplicação para anos anteriores (e não “a partir de 2017”).*

31. Em relação às alterações propostas para o §2º do art. 2º da Lei 13.203/2015, entendemos que o objetivo foi restringir o período sobre o qual serão aplicados os efeitos retroativos do ressarcimento pelo deslocamento hidrelétrico decorrente do GFOM. Dessa forma, sugerimos que o período de aplicação seja restrito de 1º de janeiro de 2013 a data de início de vigência do ressarcimento do GFOM e da importação de energia, isto é, 27 de abril de 2017, ocasião em que a REN 764/2017 foi publicada no DOU, quando o assunto passou a ser válido para todos os agentes de geração.

32. Ademais, entendemos que deva ser retirada a data limite de 31 de outubro de 2017 para adesão do agente aos termos propostos, em razão de não se conhecer de antemão quando será editado o ato que definirá os citados parâmetros e homologará os resultados do ressarcimento e dos prazos de extensão das outorgas, bem como devem ser considerados os trâmites necessários para o atendimento às condições ali estabelecidas.

33. Observa-se da proposta veiculada nesta consulta pública, que, para além da desistência das ações judiciais nas quais se discutam as causas determinantes da frustração da geração hidrelétrica, exige-se no inciso II do §2º do art. 2º da Lei 13.203/2015, que o agente renuncie *"a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação [...]"*, a fim de impedir que possa ser proposta ação de idêntico escopo após aderir ao acordo veiculado na lei.

34. A propósito, veja-se que a compensação viabilizada ao gerador hidrelétrico por meio da proposta formulada nesta consulta pública corresponde à GFOM verificada em prazo determinado: de 1º de janeiro de 2013 até a data de *"definição pela ANEEL dos parâmetros"* para *"a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de [...] geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito [e] importação de energia elétrica sem garantia física"* – ou seja, até 27 de abril de 2017, data de edição da REN 764/2017.

35. Destarte, entende-se que a renúncia do direito sobre o qual se funda a ação judicial deve estar exatamente associada e vinculada ao objeto da transação, ou seja, limitada às causas determinantes da diminuição do GSF entre 1º de janeiro de 2013 e 27 de abril de 2017.

36. Registramos, portanto, nossa sugestão de que seja resguardado o direito do agente de geração de questionar possíveis atos do poder concedente publicados após a adesão às condições de repactuação estabelecidas nesta nova legislação.

37. Quanto ao valor do ressarcimento a ser pago retroativamente aos geradores hidrelétricos, sugerimos o seu maior detalhamento por meio da inclusão do §4º ao art. 2º da Lei 13.203/2015. A nossa sugestão refere-se à definição do preço de referência a ser utilizado para o referido ressarcimento, da taxa de desconto utilizada para cálculo do período de amortização (que deverá ser a mesma empregada por ocasião da repactuação do risco hidrológico estabelecida para o mercado regulado) e dos valores de Preços de Liquidação de Diferença que serão utilizados para fins da apuração do ressarcimento do deslocamento hidrológico decorrente de GFOM e da importação de energia.

38. Vejamos resumidamente cada um dos aspectos citados no parágrafo 23 deste documento.

#### **1.1. Importação de energia e reiterado despacho fora da ordem de mérito**

39. Nesse ponto, já restou reconhecido que os geradores hidrelétricos devem ser compensados pela redução da produção energética em razão da importação de energia e do reiterado despacho fora da ordem de mérito, nos termos do art. 2º da Lei 13.203/2015.

40. A Nota Técnica sugere tratamento retroativo apenas ao GFOM, mas deveria fazê-lo também com relação à importação de energia.

#### **1.2. Garantia Física de usinas estruturantes: subsídio concedido aos consumidores e ilegalmente sustentado pelo MRE**

41. No passado, para tentar viabilizar uma redução no preço da energia a ser comercializada nos leilões regulados dos projetos estruturantes para o mercado cativo, o Ministério de Minas e Energia acabou por conceder grande benefício aos empreendimentos à custa do MRE.

42. A partir de um tratamento particular, o Poder Concedente permitiu a antecipação de garantia física de ao menos três empreendimentos estruturantes já licitados (*UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte*) – todos de grande porte e lenta motorização, inserindo-se no MRE, por meio de *portaria ministerial*, risco que **não é hidrológico** e não deveria ser suportado por seus integrantes.

43. A situação é preocupante, pois a soma da *garantia física* definida pelo Ministério de Minas e Energia para as usinas estruturantes é superior a 15% da garantia física total das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional – SIN.

44. Tal antecipação foi alcançada a partir da adoção de um procedimento único e diferenciado para estas usinas, onde a garantia física atribuída a cada unidade geradora foi calculada de forma proporcional a sua potência disponível. A regra geral vigente, aplicável a todos os demais empreendimentos hidrelétricos, determina que a garantia física de cada unidade geradora seja apurada de forma proporcional a energia firme efetivamente disponibilizada ao sistema interligado nacional.

45. Inicialmente, a exploração da *UHE Santo Antônio* foi licitada pelo Leilão nº 005/2007, conforme instruções constantes da Portaria MME 293/2007. O ato estabelecia que, a partir do início da operação comercial de sua 32ª turbina (dentre 44), já seria atribuído ao seu titular a **totalidade** de sua garantia física, como de fato foi<sup>9</sup>. Significa dizer que o MRE passou a subsidiar a comercialização integral (100%) da *garantia física* desse empreendimento com apenas **72,7%** de sua motorização.

46. A *UHE Jirau*, por sua vez, também foi licitada de forma semelhante, sendo autorizada a comercializar 100% de sua garantia física a partir de **61,3%** de sua motorização (vide Leilão ANEEL 005/2008 e Contrato de Concessão).

---

<sup>9</sup> Cf. tabela de evolução da garantia física da *UHE Santo Antônio*, que integra a Subcláusula Quinta, Cláusula Terceira, do Contrato de Concessão (anexo IV ao Edital).

47. Igualmente, a *UHE Belo Monte* foi autorizada a comercializar 100% de sua garantia física a partir da operação comercial de apenas **44,4%** das unidades de sua casa de força principal (Portaria 02/2010 e Contrato de Concessão nº 001/2010). O projeto da usina prevê a implantação de 24 unidades geradoras, sendo 18 na casa de força principal e 06 na casa de força complementar, totalizando 11.233,1 MW de capacidade instalada.

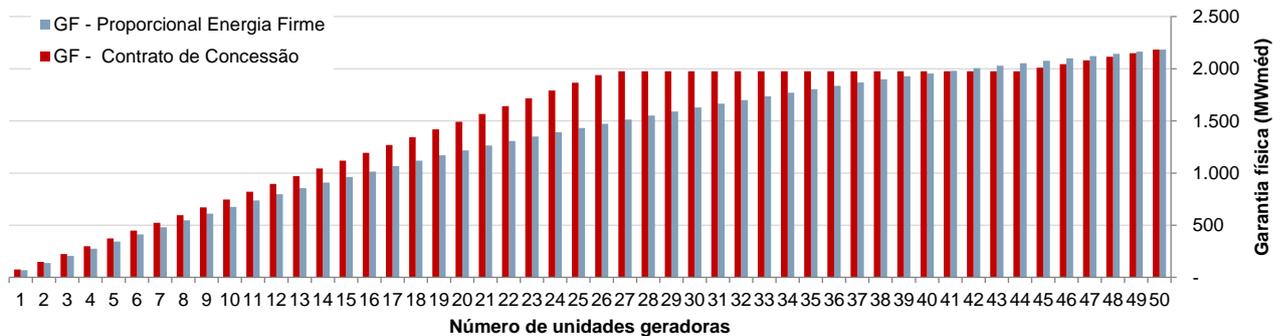
48. Assim, ao ter a *garantia física “antecipada”* por força de *portarias ministeriais*, sem que todas as turbinas tenham sido instaladas, as usinas estruturantes apresentam, durante a fase de motorização, uma *geração efetivamente* bastante inferior à *garantia física* comercializada, prejudicando o condomínio MRE. Usufruindo-se do mecanismo sem nenhuma contrapartida.

49. As figuras abaixo ilustram os efeitos decorrentes da antecipação da garantia física desses empreendimentos, causado pelo procedimento diferenciado adotado para essas usinas, frente ao que seria obtido caso se aplicasse o procedimento usualmente utilizado para todas as demais usinas hidrelétricas participantes do MRE.



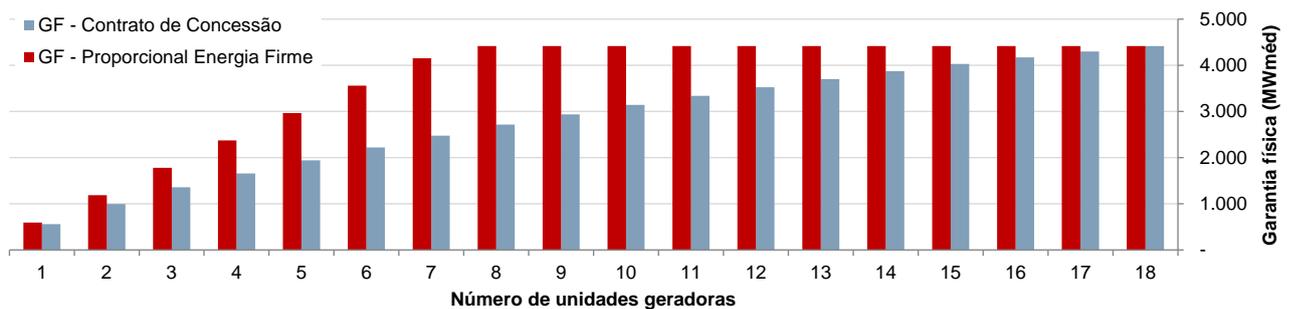
## Jirau

Evolução da garantia física por unidade geradora



## Belo Monte (principal)

Evolução da garantia física por unidade geradora

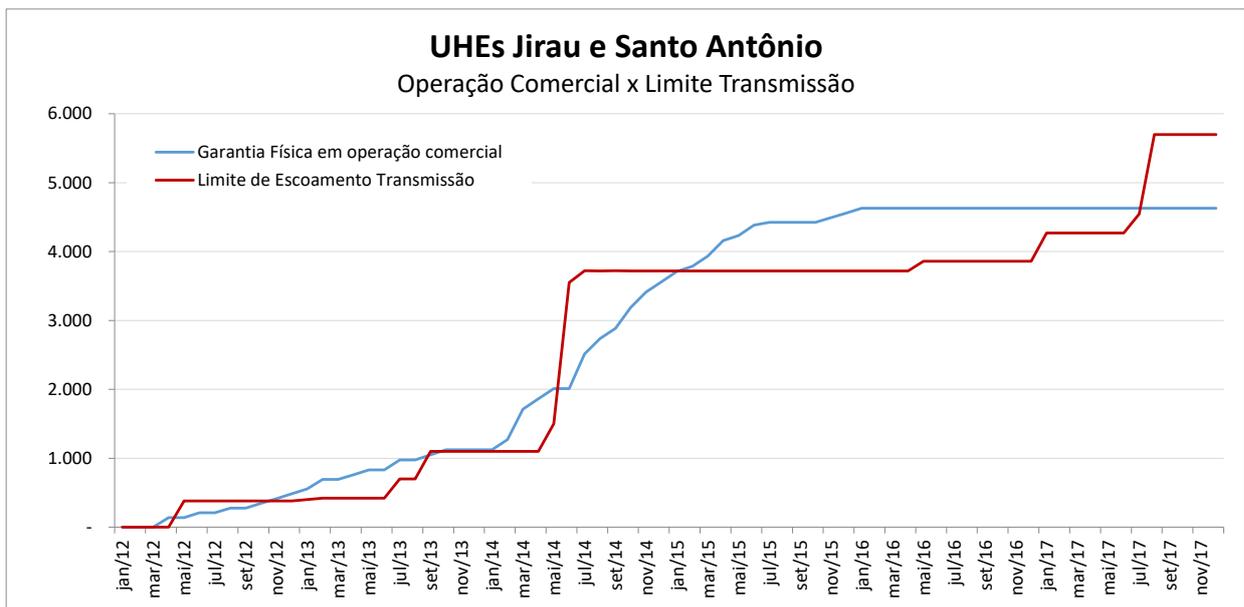


50. Nesse cenário, o benefício da antecipação da comercialização de garantia física de empreendimento estruturante favorece sensivelmente o fluxo-financeiro do projeto, em benefício do consumidor, já que o licitante certamente considerou este fato em sua proposta. Contudo, no cenário atual, este benefício está sendo pago pelos integrantes do MRE em favor destes projetos específicos.

51. Não obstante essa distorção na alocação de garantia física, verificou-se ainda que o início de operação comercial das unidades geradoras das UHEs Santo Antônio e Jirau não observou os limites de escoamento impostos pelo atraso no cronograma de obras das instalações de transmissão.

52. Como resultado, estas usinas estiveram impedidas de escoar a sua energia elétrica produzida, ainda que por questões alheias a sua gestão, sendo seu déficit de geração suportado pelo MRE, em detrimento das demais usinas participantes do mecanismo.

53. A figura abaixo ilustra a evolução conjunta da garantia física das UHEs Santo Antônio e Jirau, perante o limite de escoamento de energia imposto pelo atraso no cronograma de obras das instalações de transmissão. Os valores de garantia física que ultrapassam os limites de escoamento indicam claramente os momentos de prejuízo para as usinas hidrelétricas participantes do MRE.



54. Os impactos financeiros estimados decorrentes dos dois efeitos conjugados, quais sejam a antecipação da garantia física e a restrição de escoamento da energia produzida, resultam em prejuízos da ordem de R\$ 8,6 bilhões, acumulados no período de janeiro de 2012 a dezembro de 2017.

55. Ora, ainda que se considere que o Estado pode e deve fomentar determinados empreendimentos de geração, não pode fazê-lo à custa de terceiros, sem a devida contrapartida. No caso, o que se censura não é propriamente a antecipação da garantia física de empreendimentos estruturantes, mas o injustificável fato de os ônus oriundos desta benesse terem sido atribuídos aos agentes do MRE. Afinal, ***não se trata de risco hidrológico, mas, por outro lado, amplia os riscos de déficit do MRE e, portanto, deve ser expurgado da aplicação do respectivo Fator de Ajuste.***

### 1.3. Contratação de energia de reserva não despacháveis para fins de segurança no abastecimento

56. A contratação de energia de reserva de usinas não despacháveis, ainda que prevista genericamente na Lei 10.848/04, resulta de uma grave falha no planejamento, servindo para cobrir o desequilíbrio causado no processo de apuração das garantias físicas das grandes UHEs, conforme diagnosticado pelo TCU<sup>10</sup>.

57. A inclusão dessas usinas na base do sistema ocasiona indevido e imprevisível “deslocamento” da produção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, ampliando os riscos de déficit do condomínio (GSF<1).

58. Com efeito, o art. 3º-A da Lei 10.848/2004 estabelece a possibilidade de contratação de *energia de reserva*, e o Decreto 6.353/08, que regulamenta essa contratação, define energia de reserva como a *energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de eletricidade ao Sistema Interligado Nacional*, proveniente de usinas contratadas especialmente para tal finalidade<sup>11</sup>.

59. Como é elementar, tratando-se de energia contratada para ampliar a segurança do sistema, todos os seus custos devem ser rateados entre os *consumidores* do Sistema Interligado Nacional, conforme disciplina do art. 3º-A da Lei 10.848/04, incluído pela Lei 11.488/07<sup>12</sup>.

60. A responsabilidade do consumidor por todos os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e tributários, consta também do art. 4º do Decreto 6.353/08<sup>13</sup>.

---

<sup>10</sup> Acórdão nº 994/2015, rel. Min. Augusto Sherman Cavalcanti, Plenário, sessão de 29.4.15.

<sup>11</sup> “Art. 1º A energia de reserva a que se referem o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, será contratada mediante leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

§ 1º Para os efeitos deste Decreto, entende-se por energia de reserva aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.”

<sup>12</sup> Lei 10.848/04

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

<sup>13</sup> Decreto 6.353/08

“Art. 4º Todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, **serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN**, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.” (destacamos).

61. Sucede que, embora tenha por objetivo incrementar a segurança e o fornecimento de energia, a contratação de energia de reserva de usinas não despacháveis pelo ONS prejudica a produção de energia pelos geradores do MRE, pois reduz (“desloca”) o despacho de usinas hidrelétricas pelo ONS, o que amplia o risco de déficit do MRE ( $GSF < 1$ ).

62. Dessa forma, parcela significativa dos custos decorrentes da contratação de energia de reserva de usinas não despacháveis – que deveriam ser integralmente suportados pelos usuários finais de energia elétrica, como determina o art. 4º do Decreto 6.353/08 – tem recaído sobre os geradores de energia hidrelétrica participantes do MRE. Isso é confirmado pela conta *superavitária* da Energia de Reserva, que justificou a edição, pela ANEEL, da Resolução Normativa 606/2014, permitindo a restituição dos *excedentes* dessa conta aos usuários finais.

63. De acordo com informações da CCEE, em 2014, 2015 e 2016, o Encargo de Energia de Reserva foi praticamente **zero**. Apenas em 2014, foram devolvidos mais de **R\$ 3 bilhões** aos usuários. Ainda assim, segundo o relatório mais atualizado disponibilizado pela CCEE ao mercado, a Conta de Energia de Reserva – CONER possui saldo próximo a **R\$ 1 bilhão**.

64. A situação é esdrúxula, pois o arranjo vigente permite que os consumidores sejam remunerados por consumir enquanto os produtores sejam obrigados a pagar para produzir!

65. Ressalte-se, aliás, que a contratação de geradores de reserva **não** tem propósito de *mitigar risco hidrológico*, tampouco de otimizar o Sistema Interligado Nacional, mas, sim, de garantir segurança no abastecimento. Logo, o custo da contratação de energia de reserva **não constitui risco hidrológico** e, por essa razão, não deveria recair sobre os geradores hidrelétricos.

**1.4. Parcelamento dos valores a serem aportados pelos geradores que aderirem à proposta de desjudicialização do risco hidrológico**

66. Para que a proposta de desjudicialização do risco hidrológico seja eficiente e atinja sua finalidade, com maior adesão dos respectivos geradores hidrelétricos, impõe-se considerar a possibilidade de parcelamento dos valores que tiveram sua exigibilidade suspensa por decisões judiciais.

67. Destaca-se, por relevante, que os geradores hidrelétricos ingressaram em juízo considerando os significativos prejuízos que estavam sendo suportados em razão da alocação de riscos/custos não hidrológicos dentro do MRE.

68. Não sem razão, o Poder Executivo já reconheceu na Exposição de Motivos da Medida Provisória 688/2015, posteriormente convertida na Lei 13.203/2015, que *“a degradação do fator de ajuste do MRE afeta os agentes de geração hidrelétrica que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficam expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD no Mercado de Curto Prazo e têm de enfrentar efeitos econômico-financeiros negativos que inviabilizam econômica e financeiramente o setor de geração de energia hidrelétrica”*.

69. Nesse contexto, nada mais razoável do que estabelecer a possibilidade de parcelamento dos valores que serão exigidos dos geradores hidrelétricos que cumprirem os requisitos exigidos para encerramento das discussões judiciais.

#### **1.5. A questão dos empreendimentos de capacidade reduzida**

70. Adicionalmente às questões suscitadas nos tópicos precedentes, a proposta contida na Nota Técnica encontra-se marcada por uma evidente incompletude, porquanto não contempla qual o tratamento a ser conferido aos empreendimentos de aproveitamento hidrelétrico de capacidade reduzida (art. 176, §4º, da Constituição Federal), submetidos ao regime de mera comunicação disposto no art. 8º da Lei 9.074/1995, para um cenário de eventual repactuação do risco hidrológico.

71. Isso porque, a proposta mencionada acima, embora estabeleça, em prol dos titulares de usinas outorgadas, uma compensação financeira pautada na prorrogação do prazo de outorga de autorização, deixou de estabelecer qualquer tratamento para as usinas dotadas de até 5.000kW (cinco mil quilowatts) de potência instalada, as quais, como visto alhures, não se submetem a prazo de concessão ou de autorização.

72. Ora, a incompletude aqui referida, a par de produzir efeitos absolutamente negativos para os titulares de Centrais Geradoras Hidrelétricas (“CGHs”), que, à obviedade, também se viram prejudicados pelos fatores relacionados alhures, tem o condão de contrariar o princípio da isonomia, ao criar uma distinção absolutamente injustificável entre os geradores, o que deve ser objeto de uma reflexão no âmbito dessa Consulta Pública.

73. A esse respeito, se o Ministério de Minas e Energia reconhece que as usinas objeto de outorga fazem jus a uma compensação financeira por meio da prorrogação de seus correspondentes prazos de autorização, em virtude dos problemas metodológicos que ensejaram a judicialização que ora se pretende tratar, pelas mesmas razões, as CGHs, objeto de registro, devem fazer jus a uma compensação similar, por meio do estabelecimento de uma metodologia própria que tenha o efeito de conferir um tratamento isonômico aos titulares de CGHs.

74. Ponto importante que deve ser alterado é a consideração de que nos contratos por quantidade os geradores deverão assumir o risco de curto prazo decorrente das decisões de despacho. Os geradores não podem se responsabilizar por ações do ONS que envolvem requisitos eletroenergéticos, segurança do sistema, variação de consumo e restrições do sistema de transmissão. Por outro lado a redação apresentada pelo MME, não exclui desta assunção de risco, o risco hidrológico repactuado na forma da Lei 13.203 de 2015.

#### **1.6. Proposta da ABRAGEL para a desjudicialização do risco hidrológico**

75. Em face dos argumentos apresentados, sugerimos as alterações destacadas abaixo sobre o assunto:

##### ***Lei 13.203/2015***

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

(...)

**§13º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o caput de artigo para empreendimentos cujas outorgas tenham sido concedidas após a publicação da Lei xx/201x.**

.....  
Art. 2º A Aneel deverá estabelecer a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de:

(...)

**§1º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013 até 26 de abril de 2017, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular tenha:**

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

*II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito, **ressalvadas as modificações fáticas e atos publicados após a adesão às condições de que trata este parágrafo;***

*e*

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

§2º **Será ressarcido ao agente de geração o** valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput mediante extensão do prazo das outorgas vigentes, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

**§3º O valor do ressarcimento e o prazo de extensão de outorga de que tratam o §2º serão apurados com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este parágrafo, considerando a mesma taxa de desconto aplicada para fins de repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e os valores dos Preços de Liquidação de Diferenças associados ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica definidos para cada ano do referido período de apuração.**

**§4º As condições indicadas no §1º deverão ser atendidas em até 60 dias da data de publicação, pelo Poder Concedente, do valor do ressarcimento e da extensão do prazo de outorga referidos no §2º para cada usina do MRE que tenha direito a aplicação retroativa referida no §1º.**

§5º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:

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

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

**§6º Nos casos previstos no § 1º deste artigo, os valores que não liquidados no mercado de curto prazo por força de decisão judicial deverão ser corrigidos monetariamente pelo IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, desde a data em que deveria ter sido realizada a liquidação até o respectivo mês de seu lançamento na contabilização.**

**§7º O pagamento dos débitos referidos no § 6º deste artigo poderá ser realizado em até 12 (doze) parcelas, a critério do devedor, que arcará com a respectiva correção monetária e com juros de 1% ao mês, até sua liquidação integral.**

.....  
**Art. 2º-A A ANEEL deverá estabelecer mecanismo suficiente à neutralização dos geradores hidrelétricos participantes do MRE em razão dos impactos financeiros decorrentes da antecipação da alocação da garantia física das usinas estruturantes no período de motorização, considerando, inclusive, àqueles empreendimentos que já entraram em operação comercial.**

**§ 1º Na regulamentação do disposto neste artigo, caberá à ANEEL determinar à CCEE que promova a pertinente recontabilização do período em que foi alocada garantia física às usinas sem a correspondente e proporcional operação comercial de suas unidades geradoras, incluindo os impactos causados pelas restrições no escoamento da energia desses empreendimentos.**

**§ 2º Os custos associados às contabilizações e recontabilizações decorrentes do disposto neste artigo deverão ser suportados pelos compradores da energia elétrica, mediante revisão do preço de seus Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs.**

**Lei 10.848/2004**

“Art. 2º .....

.....

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

I - Contratos de Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, **excluindo-se o risco hidrológico repactuado nos termos da Lei 13.203 de 2015**, devendo ser a modalidade preferencial de contratação; (NR)

.....”

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

*impactos financeiros causados aos agentes participantes do MRE em função do deslocamento da geração hidrelétrica, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação”*

.....

*§ 3º. A ANEEL deverá estabelecer mecanismo suficiente à neutralização dos geradores hidrelétricos participantes do MRE em razão dos impactos financeiros decorrentes da contratação de energia, incluindo a recontabilização das operações financeiras realizadas no mercado de curto prazo operacionalizado pela CCEE desde 1º de janeiro de 2013”. (NR)*

## PARTE II – APRIMORAMENTOS DE MERCADO E TEMAS ESTRUTURAIS

### 1) CONTEXTUALIZAÇÃO NECESSÁRIA

76. A proposta do MME submetida à Consulta Pública envolve uma série voltada ao possível aprimoramento do marco legal do setor elétrico, para atender diversos princípios econômicos que seriam benéficos ao mercado de energia, como, por exemplo, a redução dos limites de acesso ao mercado livre, a redução de “subsídios cruzados”, a homogeneização do produto energia, a separação entre lastro e energia, etc.

77. A análise das propostas deve observar que as transformações da sociedade impulsionaram reflexões relevantes para o futuro em nível global, com a realização de esforços e acordos internacionais voltados ao combate dos impactos prejudiciais para o meio ambiente<sup>14</sup>.

78. A produção de energia elétrica a partir de fontes limpas e renováveis, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e as Centrais Geradores Hidrelétricas – CGHs, insere-se nesse aspecto, devendo necessariamente ser estimulada, nos termos da Constituição Brasileira, considerando os notáveis benefícios

---

<sup>14</sup> Destaca-se, nesse sentido, a aprovação do Acordo de Paris, em 2015, na COP-21, envolvendo compromissos de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa por parte dos países desenvolvidos e em desenvolvimento para o período pós 2020. O Acordo de Paris entrou em vigor em novembro de 2016 e, até março de 2017, 141 partes já o ratificaram, incluindo o Brasil, que propôs metas relevantes no aspecto energético, conforme consta da respectiva **Contribuição Nacionalmente Determinada** (em inglês, *Nationally Determined Contribution – NDC*).

ocasionados ao meio ambiente<sup>15</sup>. Na realidade, simplesmente *“não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”*<sup>16</sup>.

79. Diante das particularidades desses empreendimentos, que produzem simultaneamente benefícios ao meio ambiente e à matriz elétrica brasileira, sobrevieram estímulos para a realização de investimentos nessa fonte limpa e renovável, ainda em 1998, com a publicação da Lei 9.648, que (i) criou o mercado especial de comercialização de energia e (ii) estabeleceu *“percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento”*.

80. A lógica adotada na legislação consiste em política pública de Estado legítima, criada no âmbito do programa RE-SEB, com objetivo específico de incentivar as fontes renováveis de energia, protegendo os respectivos investidores contra competição injusta com fontes convencionais amortizadas e altamente subsidiadas no passado pelo Estado. A segmentação do mercado e o desconto no fio buscam, portanto, corrigir distorções e proporcionar um ambiente de melhor competitividade e isonomia entre os participantes, além de contribuir para a diversificação das fontes e, por consequência, a segurança do suprimento.

81. Na prática, **os incentivos adotados na legislação não foram e não podem ser considerados como uma benesse aos geradores**, como poderia parecer em uma análise rasa do mercado.

82. Por relevante, cumpre-nos recordar que esses conceitos foram adotados pelos Senhores Pedro Parente, Pedro Malan, José Jorge de Vasconcelos Lima e Sérgio Silva do Amaral, respectivamente, Chefe da

---

<sup>15</sup> A Constituição do Brasil estabelece que “todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”. De modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição Federal determina a observância do princípio da “defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”.

<sup>16</sup> Plano Decenal de Expansão – PDE submetido à Consulta Pública 34/2017, instaurada por esse Ministério de Minas e Energia.

Casa Civil da Presidência da República, Ministro da Fazenda, Ministro de Minas e Energia e Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, todos integrantes do Governo do então Presidente Fernando Henrique Cardoso, por ocasião da Exposição de Motivos da Medida Provisória 14/2001, posteriormente convertida na Lei 10.438/2002, ao sustentarem à instituição do PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas, inclusive em um contexto de abertura de mercado<sup>17</sup>.

83. A lógica de estímulos à expansão por fontes renováveis permanece válida, especialmente para PCHs e CGHs. Não sem razão, o estímulo legal à competitividade desses empreendimentos foi preservado em diversas oportunidades, conforme previsto na Lei 10.438/2002, na Lei 10.762/2003, na Lei 11.488/2007, na Lei 13.097/2015, na Lei 13.203/2015 e, recentemente, na recente Lei 13.360/2016.

84. Destaca-se trecho do Relatório da Comissão Mista, de relatoria do Deputado José Carlos Aleluia, exarado no processo de conversão da Medida Provisória 735/2016, ao afirmar que, *“para a fonte solar, (...) os incentivos devem permanecer os mesmos, pois tal fonte ainda não apresenta a mesma competitividade das demais. Tratamento similar deve ser dado para os aproveitamentos hidroelétricos de pequeno porte, pois o nosso país possui um enorme potencial que necessita ser explorado e que nos últimos anos perdeu competitividade”*.

---

<sup>17</sup> Exposição de motivos da MP 14/2001:

“16. Além do principal impacto que este programa irá fomentar, que é a redução da dependência das previsões pluviométricas, outros tópicos devem ser levantados na defesa de sua implementação: (i) a adoção de políticas de incentivo, a competitividade como mola propulsora de novos investimentos e a remoção de obstáculos à expansão do mercado constituem objetivos essenciais de todo o processo de reestruturação que vem sendo implantado no Setor Elétrico Brasileiro; (ii) menor porte dos empreendimentos aumenta o número de atores e estimula a competência; (iii) ampliação da oferta faz-se necessária em função da expectativa de crescimento do consumo e do atual risco de déficit; (iv) uso de recursos locais mostra-se vantajoso em contraposição à necessidade de importação de combustíveis (gás natural e petróleo), em particular no caso de existência de uma indústria nacional capacitada; (v) oferecem-se apoio e condição adicional para a eletrificação rural de áreas onde a opção convencional não é viável; (vi) a possibilidade de elegibilidade, pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, criada pelo Decreto Presidencial de 7 de julho de 1999, dos projetos que utilizem energias renováveis, face ao caráter de potencialização de redução de emissão de gases de efeito estufa, permitirá o acesso ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). 17. O alto custo unitário inicial e a elevada percepção de risco por parte dos potenciais empreendedores têm inibido os investimentos em fontes alternativas. Como o crescimento do mercado dessas fontes é reduzido nestas condições, não se obtêm escalas adequadas de fabricação dos equipamentos e os seus custos unitários de capital não diminuem em escala capaz de tornar essas tecnologias competitivas como uma indústria emergente. Esse ciclo vicioso precisa ser rompido. 18. Nessas condições, torna-se relevante a criação de um mercado inicial, garantido com porte suficiente para finalmente produzir ganhos de escala e reduções de custo unitário de capital significativos. (...) 22. Por acreditarem que os poderes públicos devam interferir na fase emergencial para proteger as fontes alternativas de uma concorrência frontal com as tecnologias clássicas, países como a Alemanha, Dinamarca e, especialmente a Espanha, criaram, dentro de um modelo de “livre mercado”, metas de aquisição compulsória para esse tipo de energia. Tal política foi desenvolvida num contexto de abertura e de liberalização do sistema elétrico europeu sem conflitar com esta abertura, na medida em que os “sobrecustos” foram repassados de forma isonômica entre todos os agentes deste sistema. Nessa linha de raciocínio, o inciso I, do § 1º do mesmo art. 3º, prevê uma redução de, no mínimo, cinquenta por cento na “tarifa fio”, para sua utilização pelos empreendimentos fomentados pelo PROINFA”.

85. Agora, **sem qualquer análise de impacto regulatório**, consta da Nota Técnica a proposta de alteração do modelo legal de incentivo vigente. Especificamente, ao propor o fim do segmento especial e alterações significativas na política de desconto do fio, não houve análise profunda dos fundamentos teóricos-econômicos e dos objetivos da política pública instituída, bem como dos resultados obtidos para a sociedade com tal política.

86. Ademais, a Nota Técnica 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.

87. Em resumo, não 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. Tudo a justificar a flexibilização da proposta para o devido e indispensável amadurecimento.

## 2) **REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE**

### **2.1. Cronograma de flexibilização dos limites de acesso**

88. A Nota Técnica propõe, em seu item 3.34, o seguinte cronograma de redução dos limites ao acesso ao mercado livre:

- A partir de 2020, requisito mínimo de carga de 2000 kW;
- A partir de 2021, requisito mínimo de carga de 1000 kW;
- A partir de 2024, requisito mínimo de carga de 500 kW;
- A partir de 2028, requisito mínimo de carga de 75 kW.

89. Não há dúvidas de que a redução dos limites de acesso ao mercado livre traz impactos importantes para diversos segmentos do setor elétrico. A própria Nota Técnica inter-relaciona o aumento do mercado livre com diversos outros temas, tais como sobrecontratação involuntária decorrente da migração,

separação de lastro e energia; descotização e privatização, subsídios às fontes incentivadas. Todos esses temas devem ser tratados de forma concatenada, formando um conjunto orgânico de regras legais e infralegais, para que a transição para um mercado de energia com maior competição seja realizada de forma mais suave possível, com previsibilidade e proteção aos investimentos já realizados no setor.

90. Nesse contexto, para que a abertura do mercado livre promova uma competição justa, transparente e isonômica, trazendo benefícios a toda a sociedade, seu início deve ocorrer somente após o estabelecimento das condições necessárias para tal. Nessa mesma direção, é fundamental que as alterações propostas na Consulta Pública estabeleçam regras claras que assegurem uma transição entre o modelo atual e proposto, evitando a ruptura do modelo atual e um aumento da percepção de riscos regulatórios. A preparação das bases para a abertura do mercado livre deve envolver, ao menos, os seguintes aspectos:

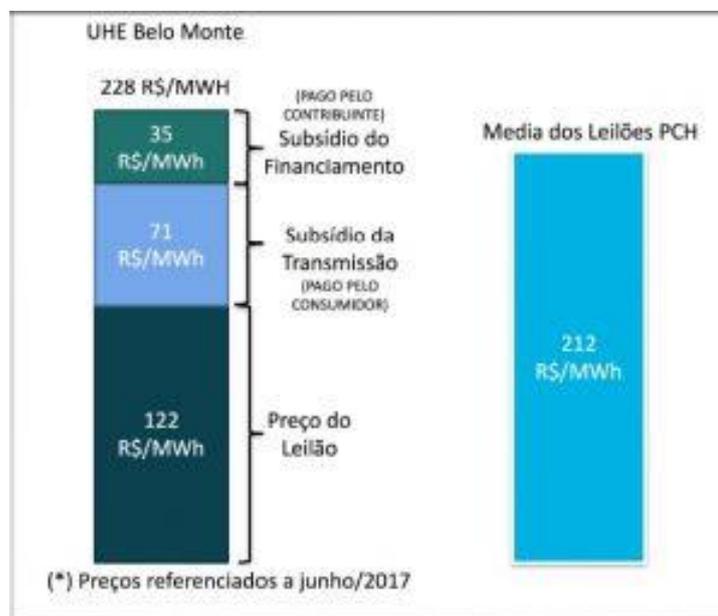
- (i) uma reforma no atual arcabouço de formação de preços, para que os tornem mais críveis e menos voláteis;
- (ii) a regulamentação da definição dos atributos das diversas fontes de geração;
- (iii) a regulamentação dos novos leilões de lastro e (eventualmente) de energia;
- (iv) a regulamentação da venda de excedentes das distribuidoras;
- (v) o fim de subsídios implícitos dados a outros agentes.

91. Em relação a este último item, cabe destacar que atualmente muitos agentes auferem relevantes subsídios implícitos e que, portanto, muitas vezes não são identificados pelos agentes de mercado. A competição direta de tais agentes com geradores que não auferem esses subsídios desequilibra o mercado, não é transparente e é injusta. Por exemplo, dentre outros possíveis, tem-se o caso das usinas estruturantes, como UHE Belo Monte, que possui subsídios implícitos associados ao sistema de transmissão<sup>18</sup> e ao financiamento subsidiado<sup>19</sup> superiores a R\$ 100/MWh, conforme ilustração abaixo:

---

<sup>18</sup> Afirma-se na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE que seriam necessário encerrar com o estímulo consistente no desconto na tarifa de transmissão e/ou distribuição concedido às renováveis para evitar distorções no mercado livre. Contudo, não há qualquer referência ao fato de que foram construídas duas grandes linhas de transmissão para uso exclusivo da energia de Belo Monte, com mais de 2.000 km de extensão, cobrando os respectivos custos, que deveriam ser da Usina, para todos os consumidores e geradores nacionais. Isso sim é subsídio!!! O custo desse subsídio atualizado para junho de 2017 corresponde a uma **tarifa adicional de R\$ 70,83/MWh**.

<sup>19</sup> As taxas de juros fixas (de 5,5% ao ano) e o prazo de repagamento ofereceram a esse empreendimento condições que os pequenos aproveitamentos certamente não têm, nem mesmo alguns aproveitamentos maiores. Se fizermos a conta com as condições que o BNDES fornece aos investidores e compararmos com as que foram dadas à empresa construtora de Belo Monte, concluiremos que esse subsídio na taxa de juros, bancado pelo Tesouro Nacional e pelo próprio contribuinte, equivale a uma **redução (com base em junho/2017) na tarifa ofertada de R\$ 32,88/MWh**.



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE / BNDES / ANEEL.

92. O mesmo acontece para outras grandes hidrelétricas, em especial para todos os projetos estruturantes, que tiveram obras de transmissão implantadas exclusivamente para garantir o escoamento da respectiva energia, alocando-se os respectivos custos a todos os demais geradores e consumidores.

93. Com efeito, a competição em um mercado livre expandido deve se dar em bases isonômicas, para evitar distorções na alocação de recursos e que eventuais benefícios decorrentes de maior competição não se concretizem ou sejam apenas aparentes, por estarem mascarados por subsídios ocultos.

94. A ABRAGEL considera justo o princípio da *racionalização de subsídios*, conforme Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE. No entanto, tal princípio não está sendo seguido de forma adequada, não havendo proposta concreta para superação dos problemas referidos. Sendo que este problema é agravado, frente a abertura do mercado, uma vez que mais do que 30% da energia dos empreendimentos estruturantes – que recém entraram em operação – está descontratada, propagando esta distorção nos próximos 6 anos.

95. Além disso, importa destacar o conteúdo da Portaria MME 293/2017, que estabelece as diretrizes para a realização dos Leilões de Energia Nova de 2017 (A-4 e A-6), garante que as distribuidoras

estarão integralmente supridas em energia até **2023**, no mínimo. O MME indica, ainda, em resposta aos questionamentos no âmbito da presente Consulta Pública, que os primeiros Leilões do novo modelo provavelmente envolverão o “pacote” lastro e energia, de modo que o primeiro Leilão A-6 possivelmente garantirá o suprimento de 100% da carga das distribuidoras para 2024. Portanto, qualquer flexibilização do mercado antes dessa data torna a transição para o novo modelo muito mais complexa e com relevantes incertezas decorrentes do nível de migração.

96. Ademais, até o momento, não se sabe qual a destinação da energia da UHE ITAIPU **após meados de 2023**, quando encerrará o prazo de vigência do o Anexo C do Tratado de Itaipu, sendo possível essa seja destinada ao mercado livre brasileiro. Assim, a disponibilização de um grande bloco de energia ao mercado livre pode tornar o processo de flexibilização dos limites menos impactante aos agentes.

97. Ainda, a postergação do cronograma de redução dos limites do mercado livre é uma medida que ameniza os prejuízos daqueles investidores que fundamentaram sua decisão de investimento no atual arcabouço regulatório do SEB, que tem como um importante atributo o segmento do mercado incentivado para as fontes alternativas de energia. A postergação seria, portanto, uma medida para proteção da legítima confiança que tais empreendedores tinham no atual arcabouço regulatório do setor elétrico.

98. Por todos os aspectos listados acima, **a ABRAGEL entende que há elementos importantes a serem previamente definidos antes da redução dos limites de acesso ao mercado livre, sendo razoável flexibilizar o cronograma para que a abertura do mercado ocorra após 2024, mantendo-se, por outro lado, o prazo sugerido na Nota Técnica para o encerramento do processo.** Sugere-se, assim, a seguinte alteração na nova redação da Lei 9.047/1995 submetida à Consulta Pública:

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

§1º A partir de **2024**, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de **2025**, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de **2026**, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de **2027**, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

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

## 2.1. Ajustes de redação

99. O texto proposto pelo MME traz uma aparente lacuna no que diz respeito à possibilidade de venda de energia pelas fontes renováveis para consumidores com carga entre 75 kW e 500 kW. Isto porque o art. 26 da Lei 9.427/1996 (tanto a redação original quanto a proposta pelo MME) indica que os empreendimentos das fontes renováveis poderão comercializar energia com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts). Assim, a proposta não deixa expresso no art. 26 da Lei 9.427/1996 que as fontes renováveis poderão comercializar energia com consumidores de cargas menores de 500 kW na medida da redução dos requisitos de carga para o mercado livre.

100. Entende-se que a intenção do MME ao diminuir os requisitos de carga é permitir ao consumidor livre a escolha de qualquer fornecedor, de qualquer fonte. Assim, para evitar interpretações distorcidas no futuro, sugere-se a inclusão de novo dispositivo no art. 26 da Lei 9.427/1996 para deixar clara a possibilidade do gerador de fontes alternativas vender energia para consumidores de carga entre 75 kW e 500 kW.

Lei 9.427/1996

“ Art. 26 .....

.....  
**§ 5º-D A partir da data em que o requisito mínimo de carga para acesso ao mercado livre de que trata o art. 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, for inferior a 500 kW (quinhentos quilowatts), o limite de carga de que trata o §5º será reduzido nos mesmos valores e conforme o cronograma de redução do requisito mínimo de carga para acesso ao mercado livre. “**

101. Outro ajuste necessário para refletir a intenção do MME é deixar claro que os consumidores com carga inferiores a 1.000 kW somente poderão comprar energia de fontes convencionais até que os limites de acesso ao mercado livre sejam inferiores a 1.000 kW. Com a redação proposta para o §6º do art. 16 da Lei 9.074/1995, poder-se-ia interpretar que consumidores representados por varejistas poderiam comprar energia no mercado livre já a partir de 2018, o que certamente não é a intenção deste MME. Portanto, em complemento, sugere-se a alteração abaixo no §6º do art. 16 da Lei 9.074:

§6º A partir de 1º de janeiro de **2025**, no exercício da opção de que trata este **artigo**, os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a

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

## **2.2. Demais considerações**

102. A limitação da comunhão de fato e de direito às migrações que se concretizem até o fim de 2017 consiste em retrocesso, colidindo com a pretendida abertura de mercado.

103. A impossibilidade de comunhão causará importante perda de mercado para as fontes incentivadas, colocando em risco diversos investimentos já realizados e que contavam com a possibilidade deste dispositivo legal para contratação.

104. A respeito da necessidade de representação por agente comercializador para consumidores acima de 1MW, preocupa a possível inviabilização de novas migrações visto que a medida proposta pode ser pouco efetiva. A figura do comercializador varejista, regulamentada há dois anos pela ANEEL, não trouxe os efeitos desejados ao mercado visto a imposição de riscos de difícil mensuração pelos próprios comercializadores (em especial: inadimplência, dificuldade de corte de carga e liminares judiciais).

105. A comercialização varejista pode ser considerada um novo segmento do setor, por não ser uma simples compra e venda de energia elétrica no SIN, mas também envolver a representação de pessoas físicas e jurídicas a quem seja facultada ou não permitida a participação na CCEE. A atividade de representação combinada com a compra e venda de energia torna o comercializador varejista um agente com riscos, direitos e obrigações próprias, diferentes do agente comercializador normal, de que trata a Resolução Normativa ANEEL 678/2015.

106. Nesse sentido, para que a figura do comercializador varejista se torne efetiva e sejam evitados conflitos e futura judicialização, há necessidade que de seus direitos, obrigações, critérios para entrada, bem como demais aspectos inerentes à atividade, tais como o tratamento para a inadimplência e corte de energia, sejam contemplados em Lei, proporcionando maior segurança jurídica aos agentes, aos consumidores e aos demais participantes do mercado.

107. Ademais, considerando que a futura redução do mercado incentivado, para que sejam estabelecidas condições mínimas de igualdade entre os geradores, impõe-se a correção de uma distorção aplicável apenas às autorizações para exploração de aproveitamentos hidrelétricos até 50 MW. Este instrumento é de fundamental importância, uma vez que a preparação para participar do leilão implica em permitir que um número cada vez maior de empreendimentos estejam em condição de se apresentar, isto é, com a licença ambiental prévia e a reserva de disponibilidade hídrica emitidas.

108. Trata-se do prazo para requerimento de outorga exigido na REN ANEEL 673/2015 e na REN ANEEL 765/2017. A ANEEL exige que o agente interessado na exploração de um aproveitamento hidrelétrico que participar de Leilões de Energia Nova solicite a outorga em até 60 (sessenta) dias após a obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica e do Licenciamento Ambiental pertinente, mesmo que não tenha se sagrado vencedor do Leilão, ou seja, mesmo que não tenha firmado os contratos necessários para viabilizar o investimento na implantação da usina.

109. Ao exigir a solicitação da outorga sem que exista prévia viabilidade econômica para o empreendimento, a ANEEL causa grave prejuízo ao agente, pois ele estará obrigado a (i) implantar a usina no cronograma definido no ato de outorga, sob pena de graves penalidades, e (ii) aportar a respectiva garantia de fiel cumprimento, que será executada caso o projeto não avance no tempo e na forma prevista. Tudo isso sem que exista a garantia contratual de comercialização de energia e, portanto, sem que exista qualquer garantia de retorno do investimento.

110. Nesses casos, se o agente “optar” por não implantar a usina até a comercialização da energia, além das multas e da execução da garantia de fiel cumprimento, ele ainda verá o tempo de sua outorga sem consumido, sem que exista previsão de recomposição desse prazo, o que reduzirá o período de operação comercial e de comercialização de energia necessário à amortização dos investimentos, podendo inclusive prejudicar a participação do empreendimento em futuros Leilões de Energia Nova, tendo em vista que os prazos de suprimento dos CCEARs por quantidade são, geralmente, de 30 anos.

111. Nesse sentido, para garantir a participação do maior número de PCHs e empreendimentos hidrelétricos até 50 MW em Leilões, aumentando a competitividade do certame e ainda para favorecer a

competição com a criação de condições isonômicas entre os agentes interessados em autorizações para implantação de usinas de geração de energia limpa (incentivada), sugere-se que a legislação faculte ao agente solicitar a outorga em até 3 (três) anos contados da data do primeiro leilão regulado que o empreendedor tenha participado.

**Lei 9.074/1995**

---

Art. 7º São objeto de autorização: (...)

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia. [\(Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

**§ 1º Os agentes interessados na obtenção de autorização para implantação dos empreendimentos referidos no inciso II deste artigo, para fins de produção independente de energia, poderão solicitar a outorga em até 03 (três) anos contados da adjudicação do primeiro leilão de venda de energia para o mercado regulado cujo empreendimento tenha sido habilitado, desde que a energia do respectivo empreendimento não tenha sido comercializada no certame.**

**§ 2º.** As usinas termelétricas referidas neste e nos arts. 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

**3) ESTÍMULOS ÀS FONTES RENOVÁVEIS: A SUBSTITUIÇÃO DO DESCONTO NA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E/OU DISTRIBUIÇÃO POR UM PRÊMIO À EFICIÊNCIA**

112. Consta da Nota Técnica que, “independentemente do mérito do incentivo, a forma é disfuncional, pois estimula os agentes a buscarem negócios que maximizem o desconto no fio, de maneira a gerar a maior captura de renda na fixação do preço bilateral de compra e venda dessa energia incentivada, mesmo que essa negociação exija a administração de uma carteira de clientes mais complexa, com maior custo de transação”.

113. Afirma-se, ainda, que “os vendedores de energia incentivada acabam se distanciando de consumidores que pagam pouco fio, mas que tomariam sua gestão comercial mais sólida e melhorariam seus recebíveis, pois esses consumidores possuem menos renda a ser extraída em função do desconto. Por outro

*lado, esse desconto no fio se torna despesa da CDE, que é cobrada na proporção do consumo de energia, impactando a eficiência alocativa como um todo”.*

114. A partir dessas premissas, propõe-se alterar a sistemática de incentivo, mediante “*pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado*”, sendo que “*a vinculação à quantidade fisicamente produzida, ainda que não observe o benefício temporal ou espacial da geração, é ao menos um incentivo à produtividade e à eficiência dos equipamentos*”.

115. Além disso, a Nota Técnica sugere uma “*segunda dimensão da proposta, qual seja, o estabelecimento de um prazo final para a concessão de prêmios de incentivo*”. Afirma-se que “*as outorgas atuais gozariam de incentivo até o término de seu prazo. As novas outorgas seriam incentivadas até 2030, independentemente da data de entrada em operação*”, sendo “*esperado que até esse período a valoração de atributos esteja plenamente operacional, permitindo que cada empreendimento receba pelo seu valor aportado ao sistema*”.

116. A proposta contida na Nota Técnica permite a adesão a esse novo modelo por quem já possui outorga.

117. Em síntese, a Consulta Pública sugere uma nova forma de estímulo às fontes renováveis, baseada no pagamento de prêmio de incentivo atrelado à energia efetivamente produzida pelos empreendimentos de geração. Ao vincular o prêmio de incentivo à quantidade fisicamente produzida, buscar-se-ia um estímulo ao aumento da produtividade dos empreendimentos de geração e maior eficiência dos equipamentos associados.

118. Recuperando os princípios da criação do mecanismo de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de T&D, o objetivo principal era compensar fontes cuja conexão dá-se em níveis de tensão iguais ou inferiores a 138 kV, como no caso das PCHs e da Biomassa. Este tipo de conexão, claramente, reduz as perdas no sistema e posterga investimentos em expansão, não se constituindo então em subsídio, mas sim em compensação por atributos específicos destas fontes.

119. Estas virtudes foram explicitadas pelo próprio MME na Nota Técnica, quando se estabeleceu que deverão ser definidos os atributos das fontes, em especial: (i) a contribuição para a redução de perdas de energia elétrica; e (ii) a economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessária ao escoamento da energia elétrica gerada.

120. Ressalta-se como positiva a iniciativa de atrelar o incentivo às fontes incentivadas ao aumento da produtividade e eficiência da sua energia produzida. Nada obstante, a ABRAGEL propõe quatro ajustes absolutamente necessários:

- (i) Que não seja previamente delimitada uma data para o fim do estímulo sem que as premissas relativas à competitividade dessas fontes sejam comprovadas, evitando-se o movimento inverso e indesejável, de desestímulo às fontes limpas e renováveis de energia;
- (ii) Que o encerramento do incentivo vigente ocorra somente após a definição dos atributos das fontes renováveis, com a consolidação e a implementação do prêmio de incentivo à eficiência, demonstrada sua capacidade de servir à finalidade almejada, qual seja, a de dar competitividade a esses empreendimentos, estimulando os respectivos investimentos nessas fontes de energia limpa;
- (iii) 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 autoproduzida*” a ser empregada no cálculo dos respectivos encargos setoriais devidos por autoprodutores;
- (iv) Que o valor do prêmio deve observar, por período não inferior a 05 (cinco) anos, o valor pago para cada fonte no ano de 2016, de modo proporcional; e
- (v) 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.

121. **A ABRAGEL considera prematura a previsão do fim dos estímulos às fontes renováveis em 2030 sem que tenha sido apresentado qualquer estudo ou análise sobre os impactos dessa alternativa**

**para o setor elétrico brasileiro e para a respectiva cadeia produtiva, além dos critérios a serem utilizados para estabelecimento dos atributos associados a redução de perdas e custos evitados da expansão.** A proposta, nesse aspecto, é simplesmente insustentável, pois desvirtua a lógica do razoável, que impõe uma análise criteriosa e específica por fonte para que se possa cogitar da redução e/ou do encerramento do estímulo à geração de energia limpa e renovável.

122. Conforme já ressaltado, a alteração do regime vigente de incentivos deve ser precedida da adequada valoração dos atributos das respectivas fontes, conforme modelo proposto na própria Nota Técnica, sob pena de desestímulo aos investimentos, preservando-se a estabilidade e a segurança jurídica.

123. Em outras palavras, **a ABRAGEL considera que a mudança no modo de estímulo às fontes renováveis não está madura para ser implementada, razão pela qual não se poderia limitar temporalmente a aplicação do regime vigente de incentivos sem a definição antecedente e completa do “novo” regime de incentivos.** Trata-se, portanto, de sugestão absolutamente razoável, que evita a consolidação de uma situação que colocará em risco a viabilidade das fontes renováveis.

124. Porém, a fim de contribuir no debate apresentado, avaliou-se a proposta contida na Nota Técnica de incentivo mediante pagamento do prêmio. Vale a pena observar que a maioria dos empreendimentos de fontes incentivadas não dispõe de capacidade de regularização de geração, intrinsecamente associada ao seu regime de produção de energia. Tal situação lhe confere uma volatilidade de produção de energia característica, que não pode ser equacionada com o aumento da produtividade ou eficiência dos equipamentos empregados nesses empreendimentos. Como resultado, o empreendedor reduz a sua capacidade de previsibilidade sobre as receitas oriundas do benefício das fontes incentivadas, o que pode inviabilizar futuros investimentos.

125. Uma alternativa viável para contornar essa situação consiste na **utilização da garantia física para fins de apuração do prêmio de incentivo.** Tal medida garante a previsibilidade desejável para o fluxo de caixa futuro oriundo do prêmio de incentivo, sem prejuízo para a sinalização de aumento de produtividade e eficiência.

126. Como é de conhecimento, a garantia física dos empreendimentos não despachados centralizadamente, caso da maioria das fontes incentivadas, é diretamente atrelada à expectativa de produção física de energia destes empreendimentos no longo prazo. Ao se apurar a garantia de um determinado empreendimento, as características de produtividade e eficiência de seus equipamentos são consideradas por meio dos modelos matemáticos que simulam a sua geração a partir de dados históricos de hidrologia, vento ou radiação solar.

127. Considerando uma situação hipotética onde dois empreendimentos compartilhem a mesma série histórica para fins de cálculo de sua garantia física, é possível afirmar que o empreendimento que possuir maior produtividade possuirá um montante maior garantia física. Logo, observa-se que há incentivo para o aumento da eficiência dos equipamentos, no sentido de maximizar o montante de garantia física a ser apurado para os empreendimentos.

128. A proposição de utilização da garantia física como parâmetro para apuração do prêmio de incentivo às fontes incentivadas encontra respaldo no tratamento proposto aos autoprodutores nesta mesma Consulta Pública, no que se refere à forma de apuração da isenção de seus encargos setoriais, que incide sobre a parcela da energia elétrica autoproduzida destinada para atendimento ao seu consumo próprio. Conforme descrito no item 3.25 da Nota Técnica, propõe-se que o conceito de energia elétrica autoproduzida seja atrelado ao montante de garantia física do empreendimento de autoprodução, com vistas a assegurar a previsibilidade da decisão de autoprodução e aumentar a sua previsibilidade de fluxo de caixa.

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

129. Destaca-se, ainda, que a definição do prêmio deve observar, ao menos pelos próximos 05 (cinco) anos, o valor pago para cada fonte incentivada no ano de 2016, guardando a mesma proporcionalidade, sob pena de desvirtuamento de um dos principais parâmetros para o cálculo do incentivo, considerando os sinais

distintos e os movimentos esperados para “adesão” ao novo regime, tal como consta da própria Nota Técnica (itens 3.115 e 3.116).

130. Deve-se observar também que o processo de obtenção de outorga prescinde de análise pela ANEEL, o que pode resultar em longos prazos para sua emissão, devido à complexidade dos projetos analisados. Certamente, os agentes interessados em novos projetos já realizaram uma série de investimentos (v.g., estudos de inventário, projeto básico, compra de terras, licenciamento ambiental) considerando o modelo atual do regime de estímulos às fontes renováveis, inclusive aportando as respectivas garantias, assumindo responsabilidades financeiras pelo desenvolvimento desses projetos (v.g., garantia de registro).

131. Nesse sentido, novamente para fins de segurança jurídica e estabilidade regulatória, os referidos investimentos devem ser preservados, razão pela qual o regime vigente de estímulo às fontes renováveis não deve ser alterado para aqueles agentes que já tenham aportado garantias financeiras, ainda que de registro, nos processos voltados à expedição de outorgas perante à ANEEL, ou que venham a fazê-lo em até 60 (sessenta) dias contados da publicação da lei.

132. De mais a mais, ainda com supedâneo nos imperativos de segurança jurídica e estabilidade regulatória, o regime vigente deve ser mantido, outrossim, 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 novel legislação, de modo a serem mantidas as premissas regulatórias que embasaram os investimentos realizados por seus respectivos titulares.

133. Em face dos argumentos apresentados sobre este item, sugerimos as alterações destacadas abaixo sobre o art. 26 da Lei 9.427/1996, em relação ao texto originalmente descrito na Nota Técnica:

“Art. 26. ....

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

**I – até o final do prazo da outorga vigente.**

**II – aos empreendimentos que já tenham aportado ou venham a aportar, em até 60 (sessenta dias) contados da publicação desta lei, as garantias financeiras exigidas pela ANEEL, conforme regulação vigente, para o desenvolvimento do projeto ou para a emissão da outorga.**

**III – aos empreendimentos de aproveitamento hidrelétrico de capacidade reduzida, que já tenham sido devidamente registrados perante a Agência Nacional de Energia Elétrica, na forma do art. 8º da Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995, por um período de 15 anos.**

**§1º-D A ANEEL deverá estabelecer o valor do prêmio de incentivo a ser pago ao gerador em função da sua garantia física, abatido o consumo próprio, as perdas internas e as perdas de conexão, com observância das seguintes características:**

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

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

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

**§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:**

*I - corresponderá ao valor médio, em reais por **MWh de garantia física** de energia elétrica, **abatida do consumo próprio, das perdas internas e das perdas de conexão**, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;*

**II – A divisão dos recursos entre as fontes definidas no §1º-D, deverá obedecer a mesma proporcionalidade existente no ano de 2016, ficando o poder concedente autorizado a alterar essa proporção após 05 (cinco) anos de publicação desta Lei.**

*III – será pago ao titular da outorga.*

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

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

**II – será aplicado em substituição aos percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B, após sua regulamentação pela ANEEL, devendo ser pago aos titulares de novos projetos de geração.**

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

#### 4) **PRORROGAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW**

134. De acordo com a Nota Técnica, “o arranjo atual prevê que usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW devem ser outorgadas por autorização”, porém, “há uma série de empreendimentos

*abaixo desse limite cujas outorgas originais eram concessões, em alguns casos, de serviço público”. Afirma-se, então, que “a Lei nº 12.783, de 2013, ao tratar das prorrogações das usinas com essas características, considerando as alterações trazidas pela Lei nº 13.360, de 2016, por emenda parlamentar sancionada, não é clara em relação ao tratamento dessas diferenças”.*

135. Nesse sentido, a pretexto de simplificar as regras setoriais e na busca por isonomia entre os agentes, propõe-se a alteração das regras relativas à prorrogação das usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW, sustentando-se que *“não estão sendo revisitados o mérito da prorrogação ou a adequação das contrapartidas instituídas pelo Congresso Nacional na Lei nº 13.360, de 2016”*.

136. Sucede que, ao contrário do que consta na Nota Técnica, provavelmente por descuido, as premissas estabelecidas simplesmente não são verdadeiras, pois:

- (i) a Lei 12.783/2013, com a redação que lhe foi dada pela Lei 13.360/2016, é claríssima quanto ao objeto e ao alcance de seus dispositivos, sobretudo para fins de prorrogação das outorgas para exploração de aproveitamentos hidráulicos maiores que 5 MW e inferiores a 50 MW, sejam tais outorgas formalizadas mediante autorização e/ou concessão, independentemente do regime jurídico correspondente (*v.g.*, produção independente, autoprodução e/ou serviço público de geração); e.
- (ii) A proposta submetida à Consulta Pública modifica materialmente e procedimentalmente as condições vigentes para fins de prorrogação das outorgas para exploração de aproveitamentos hidráulicos maiores que 5 MW e inferiores a 50 MW, desconsiderando as inovações trazidas com a Lei 13.360/2016.

137. Por relevante, convém apresentar o quadro comparativo entre os dispositivos em vigor e a proposta submetida à Consulta Pública:

<p style="text-align: center;"><b>LEGISLAÇÃO VIGENTE:</b></p> <p style="text-align: center;"><b>LEI 12.783/2013 (COM A REDAÇÃO DADA PELA LEI 13.360/2016)</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>PROPOSTA SUBMETIDA À CONSULTA PÚBLICA:</b></p> <p style="text-align: center;"><b>ALTERAÇÃO DA LEI 9.074/1995 E DA LEI 12.783/2013</b></p>
<p style="text-align: center;"><b>Legislação em vigor</b></p> <p>Art. 2º. A outorga de concessão e autorização para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e inferior ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), desde que ainda não tenha sido prorrogada e esteja em vigor quando da publicação desta Lei, poderá ser prorrogada a título oneroso, em conformidade com o previsto no § 1º-A. <a href="#">(Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)</a></p> <p>§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o caput.</p> <p>§ 1º-A. <a href="#">Ao titular da outorga de que trata o caput será facultado prorrogar o respectivo prazo de vigência por 30 (trinta) anos</a>, nos termos da legislação vigente para essa faixa de potencial hidráulico, desde que se manifeste nesse sentido ao poder concedente em até 360 (trezentos e sessenta) dias após receber a comunicação do valor do Uso de Bem Público (UBP), referida no § 1º-B, hipótese em que estará automaticamente assumindo, de forma cumulativa, as seguintes obrigações: <a href="#">(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</a></p> <p>I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente; <a href="#">(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</a></p> <p>II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a <a href="#">Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989</a>, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no <a href="#">art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998</a>. <a href="#">(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</a></p> <p>§ 1º-B. Em no mínimo 2 (dois) anos antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo</p>	<p style="text-align: center;"><b>Proposta de Alteração da Lei 12.783/2013</b></p> <p>Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 MW (três megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, <a href="#">a critério do poder concedente</a>, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995</p> <p style="text-align: center;"><b>Proposta de Alteração da Lei 9.074/1995</b></p> <p>“Art. 4º.....</p> <p>§15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.</p> <p>§16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, <a href="#">no mínimo</a>, as seguintes condições:</p> <p>I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente;</p> <p>II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e</p> <p>III – estejam em operação comercial.</p> <p>§17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor</p>

remanescente da outorga na data de publicação desta Lei seja inferior a 2 (dois) anos, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no § 1º-A, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação. [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação.

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

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

138. Percebe-se, inicialmente, que houve um equívoco na indicação do alcance da norma, pois não há razão lógica para disciplina a respeito da prorrogação do prazo da outorga para exploração de aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada superior a 3 MW e inferior a 5 MW, uma vez esses ativos simplesmente não necessitam de outorga, conforme previsto no art. 8º da Lei 9.074/1995.

139. Além disso, percebe-se claramente que **a proposta de alteração legislativa não se limita a manter aquilo que já foi disciplinado na Lei 13.360/2016**, pois o texto apresentado resulta na supressão da faculdade do outorgado em prorrogar a outorga, que passaria a ocorrer “a critério do Poder Concedente”, incluindo-se, ainda, a possibilidade de exigência de outros requisitos não anteriormente previstos em lei (“desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições”).

140. Sucede que esses temas já foram discutidos no âmbito do processo de conversão da MP 735/2016 na Lei 13.360/2016, conforme se verifica da leitura da emenda parlamentar formulada pelo Deputado Federal Fábio Garcia, aprovada pelo Congresso Nacional e sancionada pelo Exmo. Presidente da República<sup>20</sup>.

141. Com efeito, já foi exercida a margem de discricionariedade eventualmente atribuída ao poder concedente para a prorrogação das outorgas desses ativos de geração, eliminando a possibilidade de novas análises sobre o assunto, pois *“a prorrogação das outorgas de centrais hidrelétricas de pequeno porte de forma onerosa, garante a qualidade do serviço e evita o sucateamento destes ativos e remunera adequadamente o poder concedente, definindo que a receita seja aplicada na modicidade tarifária”*.

142. Ao facultar a prorrogação das outorgas ao respectivo titular, buscou-se na Lei 13.360/2016 impedir que os *“ativos de pequeno porte, importantes para o sistema elétrico brasileiro, se tornem obsoletos e com isso forcem a aquisição de energia mais cara pelos consumidores, como se tem observado recentemente”*. Dessa forma, eliminou-se, para esses empreendidos, qualquer análise subjetiva do poder concedente sobre o assunto.

143. No entanto, a proposta submetida à Consulta também estabelece a possibilidade de criação subjetiva (*“a critério do poder concedente”*) de outros requisitos não previstos em lei para fins de prorrogação dessas outorgas, conforme sugerido na redação atribuída ao eventual § 16º do art. 4º da Lei 9.074/1995. Ao inserir a expressão *“no mínimo”* entre os requisitos para prorrogação da outorga, a proposta conduz a uma desnecessária e indesejável insegurança jurídica, pois, inobservando o que consta na Lei 13.360/2016, permitindo ao poder concedente possa exigir discricionariamente do empreendedor o atendimento a condições inexistentes na legislação em vigor. Novamente, tem-se o problema da delegação legislativa sem prévios *standards* legais, o que consiste em indevida e antijurídica delegação legislativa.

---

<sup>20</sup> Vejamos: “As usinas de pequeno porte já têm hoje assegurada a sua prorrogação, quando se trata de autoprodutores de até 50MW, demonstrando que a exploração dos potenciais de pequeno porte é o que recomenda essa prorrogação e não o tipo de exploração através de cotas previstas no artigo 1º da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

Além disso, a prorrogação das outorgas de centrais hidrelétricas de pequeno porte de forma onerosa, garante a qualidade do serviço e evita o sucateamento destes ativos e remunera adequadamente o poder concedente, definindo que a receita seja aplicada na modicidade tarifária.

O modelo de cotas não tem se mostrado adequado as usinas de menor porte, com os titulares de outorgas vincendas, entregando os ativos, pelo fato da remuneração do serviço ser inadequado para ativos operacionais hidrelétrico de pequena escala.

Desta forma, procura-se corrigir esse equívoco e impede de ativos de pequeno porte, importantes para o sistema elétrico brasileiro, se tornem obsoletos e com isso forcem a aquisição de energia mas cara pelos consumidores, como se tem observado recentemente”.

144. Ademais, a Lei 13.360/2016 estabelece que o poder concedente deverá informar ao outorgado o valor do UPB a ser pago como condição para prorrogação da outorga em no mínimo 02 (dois) anos antes do final do prazo da outorga, exceto no caso de impossibilidade de atendimento a esse prazo em razão da data da publicação da norma, assegurando, ainda, que o empreendedor terá que manifestar seu interesse sobre a prorrogação em até 360 (trezentos e sessenta dias) contados do recebimento da informação sobre o valor do UBP.

145. Por sua vez, a proposta submetida à audiência pública altera completamente a lógica vigente, determinando que o poder concedente deverá informar o valor do UBP a ser pago por ocasião da prorrogação da outorga em até 180 (cento e oitenta) dias antes do termo final do prazo, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, exigindo que o empreendedor se manifeste a respeito em até 60 (sessenta) dias contados da comunicado do valor do UBP, sob pena de licitação do respectivo ativo.

146. Ora, não há razão alguma para modificação da regra criada há menos de 1 (um) ano, contida na Lei 13.360/2016, que foi publicada no DOU do dia 18.11.2016 (há praticamente nove meses). Na prática, as alterações propostas na Nota Técnica trariam apenas insegurança jurídica, em desprestígio da decisão do Congresso Nacional, que foi sancionada pelo Exmo. Presidente da República.

## 5) SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

### 5.1. Aspectos Gerais

147. Um dos temas mais complexos da proposta de revisão do modelo setorial é a separação de lastro e energia. A complexidade do tema se ilustra pela necessidade de alinhamento conceitual do mercado em diversos encontros sobre o tema, inclusive na CCEE sobre o tema. Ainda assim, não se pode assegurar que os participantes do mercado e os financiadores tenham a necessária massa crítica para a tomada de decisões racionais em relação ao modelo proposto, requerendo que a implementação do modelo seja precedida de maior

aprofundamento no tema e nos seus impactos para a operação e expansão do sistema e sobre suas diversas categorias de agentes.

148. Em relação ao mérito do tema, a Nota Técnica alega que atualmente os produtos “*confiabilidade*” (ou adequabilidade) e “*energia*” são comercializados em conjunto, o que vem provocando algumas distorções nas decisões dos agentes, não induzindo a expansão da geração pelo mercado livre. Assim, propõe a separação da contratação de lastro e energia com as seguintes medidas:

- O produto “*confiabilidade*” seria contratado separadamente da energia;
- A energia de reserva deixaria de ser contratada;
- Contratação de lastro seria realizada pela centralizadora de contratos;
- Para a contratação de lastro, seriam considerados os atributos físicos e técnicos dos projetos habilitados;
- Detalhes da definição do produto lastro ficariam para regulamento.

149. A ABRAGEL entende que há necessidade de aprofundamento dos conceitos de “Lastro” e “Energia” e como essa segmentação do produto trará resultados superiores ao modelo atual. Pela documentação apresentada, a eventual separação de lastro e energia associada à diminuição da obrigação de contratação pela carga e ao aumento do mercado livre pode trazer sérios problemas para a segurança do suprimento.

150. O conceito de lastro precisa ser melhor avaliado, considerando que a matriz energética brasileira ainda é predominantemente hidráulica, com participação térmica e aumento expressivo previsto das fontes eólica e solar. Essas fontes renováveis, em expansão, atendem ao compromisso de sustentabilidade, e não são bem representadas pelos atributos referidos na Nota Técnica, associados à referência de conceito de lastro adotado por este MME. Ressalta-se que os países que adotaram esse conceito, fizeram adaptações à sua matriz energética e suas necessidades de expansão do parque gerador ou a simples reposição deste. Em muitos casos inclusive este mecanismo não foi utilizado para expansão, mas, prioritariamente para cobertura de ponta e alívio de restrições de transmissão.

151. Em linha com o que foi exposto, é importante ressaltar o entendimento que a implementação de novo modelo de contratação destinada à expansão deva ser amplamente discutido com toda a sociedade mediante avaliação do impacto regulatório e levado em consideração o compromisso brasileiro para o combate às mudanças climáticas na COP21. O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo, e o grande desafio do setor energético brasileiro é justamente manter a participação de fontes renováveis em sua matriz. Ressalta-se que as fontes renováveis são fontes com abundância natural no Brasil e com custo variável de produção desprezível.

152. A Associação entende que a questão da financiabilidade da expansão deve ser tratada de forma mais detalhada, sob pena de aumentar o risco de atendimento à demanda do consumidor.

153. O Plano Decenal de Expansão 2026 atualmente em Consulta Pública prevê um crescimento anual de cerca de 3,5% no consumo de energia do SIN no período entre 2016 e 2026. O referido documento projeta que serão necessários investimentos em geração da ordem de **R\$ 174,5 bilhões**, somente entre os anos de 2020 a 2026, sem contar a parcela de investimentos associados à parcela já contratada<sup>21</sup>.

154. A própria resposta deste MME às “*Perguntas Frequentes realizadas sobre a Consulta Pública #33*” indica que “(...) [o] modelo atual de financiamento via BNDES está esgotado”, o que amplia sobremaneira o desafio de atrair os quase **R\$ 200 bilhões** de investimentos necessários somente no segmento de geração, de forma que a questão da financiabilidade deve ser tratada como prioridade e não apenas como uma consequência natural de um suposto mercado mais sólido.

155. Ora, atualmente, o mercado livre não induz a expansão da geração. Praticamente a totalidade da expansão da geração é realizada por meio de PPAs de longo prazo, firmados em razão dos leilões do mercado regulado. Nesse sentido, parece-nos pouco razoável supor que a criação de um mercado mais sólido em linha com as práticas internacionais de mercados maduros irá, por si só, criar alternativas de financiamento ao BNDES no curto ou médio prazo.

---

<sup>21</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (em Consulta Pública). p 75: “Essa expansão indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 174,5 bilhões no período de 2020 a 2026 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Destaca-se que, nesse montante, não estão contemplados os investimentos associados à parcela já contratada.”

156. Os investidores privados e os financiadores (nacionais e internacionais) não estão preparados para tomar os riscos de preço, sendo necessária a continuidade de contratos de longo prazo garantidos pelo governo ou concessionárias de distribuição até que o preço do MCP tenha credibilidade e pouca volatilidade em relação aos custos variáveis dos novos entrantes, permitindo que seja reduzida a incerteza em relação à receita líquida no MCP.

157. Além disso, importa ressaltar que a volatilidade dos preços do MCP leva a uma dificuldade de precificação pelos geradores do produto confiabilidade, que em tese seria equivalente ao *missing money*<sup>22</sup>. Tal dificuldade pode trazer maior risco à atividade de geração ou aumentar o preço do lastro, tendo em vista que os agentes tenderão a se proteger de preços baixos no MCP por meio de oferta de preços maiores nos Leilões de lastro. Tal situação poderá gerar situações extremas: (i) *lucros exorbitantes aos geradores*, caso o preço verificado do MCP se torne inesperadamente alto; ou (ii) falência, caso o preço do MCP se torne inesperadamente baixo<sup>23</sup>. Qualquer dessas situações é indesejável, podendo resultar em tarifas maiores ou racionamento.

158. Outro efeito colateral de um Leilão de lastro com preços spot voláteis é uma possível concentração de mercado. Como o único recebível garantido ao gerador seria a receita advinda do Leilão de lastro, os financiadores teriam resistência em emprestar recursos na modalidade *project finance*, o que traria uma vantagem para os geradores com maiores balanços e que possam oferecer garantias corporativas para o financiamento.

159. Nesse contexto, a separação de lastro e energia deve ser acompanhada de uma cautelosa redução do nível de contratação das distribuidoras, para permitir que a expansão continue ocorrendo com base em contratos de longo prazo que transferem os riscos de preços para os consumidores ou que seja previsto

---

<sup>22</sup> O *missing money* é descrito pela literatura especializada como a falta de receita do gerador em um mercado de energia competitivo para a completa amortização de seus investimentos, que leva à falta de incentivos para a expansão, devido a falhas de mercado inerentes ao funcionamento desses mercados. É o fundamento para o pagamento pela confiabilidade.

<sup>23</sup> O risco acima é bem menor em sistemas com predominância térmica, onde preço do mercado *spot* e produtos derivados tendem a acompanhar a variação do preço do combustível, de modo que é praticamente garantido ao gerador eficiente receita líquida e relativamente estável no MCP.

mecanismo de precificação do lastro que garanta efetivamente o *missing money* em situações de preços baixos no mercado *spot*.

160. Por fim, é de se ressaltar que se mostra imprescindível o estabelecimento de um período de transição entre o modelo atual e o novo e a simultaneidade de ações como abertura do mercado livre, estabelecimento de preços críveis, desobrigação da contratação, sobrecontratação, dentre outros. Outras discussões, tais como as elencadas abaixo, devem ser realizadas antes da efetiva implementação da separação de lastro e energia:

- (i) Metodologia de cálculo da contribuição de confiabilidade de suprimento para cada projeto a ser contratado ;
- (ii) Metodologia de cálculo dos atributos dos projetos;
- (iii) Definição da sistemática das licitações: por fonte, por região, etc..
- (iv) Existência ou não de um mercado bilateral de lastro;
- (v) Definição de matriz determinativa/indicativa;
- (vi) Regras para contratação de mercado cativo residual;

## **5.2. Tratamento das atuais usinas**

161. A proposta do MME indica que o lastro buscará assegurar a confiabilidade de atendimento a todo consumo do sistema e que o Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento.

162. A proposta lista os atributos que serão posteriormente regulamentados, a serem considerados para a contratação de **novos empreendimentos** para aquisição de lastro, tais como (i) confiabilidade, (ii) velocidade de respostas às decisões de despacho; (iii) contribuição para redução das perdas; (iv) economicidade proporcionada ao sistema de transmissão e distribuição e (v) capacidade de atendimento à demanda nos momentos de maior consumo.

163. No entanto, a proposta não trata do lastro dos empreendimentos existentes, que podem estar contratados nos mercado regulado ou no mercado especial/livre ou ambos.

164. Em relação aos empreendimentos com contrato no mercado regulado de longo prazo, o lastro já está contratado em conjunto com a energia, de modo que a Lei deveria apenas resguardar que os contratos sejam inteiramente respeitados.

165. Já no que se refere aos empreendimentos contratos no mercado livre ou especial, a Lei deve assegurar a respectiva contratação do lastro, observando-se a garantia física vigente da usina, respeitando as regras atuais, inclusive no que diz respeito às revisões de garantia física previstas no Decreto 2.665/1998, na medida em que os investidores consideraram na decisão de investimento a garantia física outorgada.

166. No caso de empreendimentos que tenham comercializado parcialmente sua garantia física no mercado regulado, deve-se permitir a participação proporcional da usina nos Leilões de lastro, observando-se a parcela não comercializada.

167. Deve-se, ainda, tomar as necessárias precauções para que não sejam criadas, para essas usinas, obrigações de confiabilidade incompatíveis com as obrigações atuais vinculadas à garantia física, evitando o emprego de artifícios inseridos nas obrigações de confiabilidade dos Leilões<sup>24</sup>, que possam resultar em aplicação indevida de penalidades.

168. Para tanto, propõe-se a seguinte redação para alteração da Lei 10.848/2004:

“.....

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

.....

**“§8º Será permitida a participação de empreendimentos de geração existentes na licitação de que trata o caput, sendo garantida a possibilidade de comercialização, como lastro, da totalidade da**

---

<sup>24</sup> Exemplificando: um Leilão de lastro pode ter como obrigação de confiabilidade a geração de energia no mês de novembro (para compensar a geração baixa da UHE Belo Monte). Nesse caso, mesmo que seja preservada a garantia física de uma determinada PCH que gera pouca energia nesse mês, essa PCH não poderia, na prática, ofertar nesse Leilão, devido ao risco de penalidade por geração abaixo da obrigação no mês de novembro.

*garantia física vigente na data da publicação desta Lei não comprometida no ACR, mantidos os atuais critérios de revisão.*

*§9º Para os empreendimentos existentes, o poder concedente não poderá criar obrigações de confiabilidade ou quaisquer mecanismos incompatíveis com as obrigações atuais de geração para manutenção de sua garantia física.”*

## 6) DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

169. A Nota Técnica propõe, em capítulo específico, a possibilidade de o Ministério de Minas e Energia reduzir a obrigação do nível de contratação da carga, não havendo oposição da ABRAGEL a respeito em relação aos consumidores livres e especiais. Entende-se que a flexibilização proposta não deverá ser estendida ao setor de distribuição, para (i) mitigar riscos de preços aos consumidores cativos e (ii) permitir um mercado mínimo de contratação de energia para financiar a expansão do sistema. Assim, deve ser mantida a atual redação do art. 2º da Lei 10.848/2004 que prevê a obrigatoriedade de garantia da totalidade do mercado de energia das distribuidoras, sem possibilidade de redução do nível de contratação pelo MME.

170. No caso de flexibilizar o nível de contratação para o ACL, alerta-se que tal redução deve ocorrer de forma gradual, com observação atenta da evolução da contratação centralizada de lastro e do risco financeiro do mercado de curto prazo. O nível e a velocidade da redução da obrigação deve ser compatível com a maturidade do mercado em relação à viabilização de projetos de geração no mercado livre, sem a necessidade de PPAs de longo prazo.

171. Ou seja, até que o mercado esteja maduro e os preços no MCP tenham credibilidade e sejam pouco voláteis, deve-se manter uma elevada obrigação de contratação antecipada de energia, de forma que o MME tenha instrumentos para garantir a expansão da geração, não somente por meio de Leilões de lastro, mas também mantendo os Leilões de Energia Nova.

172. Tal calibração deve ser realizada de forma bastante cautelosa, sob pena de futuros desequilíbrios entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

173. É fundamental também que a flexibilização da obrigação de contratação proposta seja precedida de uma revisão dos mecanismos de mitigação de risco de inadimplência, como as regras de aporte de garantias por parte dos agentes do setor (como a previsão de aportes de margem diários proposto nessa consulta pública) e as de desligamento de agentes inadimplentes.

174. Portanto, a ABRAGEL entende oportuna a possibilidade de redução da obrigação, mas sugere que o texto legal proposto na Nota Técnica contenha diretrizes (critérios) para atuação futura do MME na redução da obrigação de contratação para realização de tais ajustes, conforme sugestão abaixo:

*Lei nº 9.074, de 1995:*

*“Art. 15 .....*

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

***§7-Bº A redução de que trata o §7º-A está sujeita a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C da Lei 10.848 de 2004, assim como dos mecanismos de aporte de garantia baseados nas exposições diárias de que trata o inciso II do §6º do art. 1º da Lei 10.848 de 2004.”***

*Lei 10.848/2004:*

*“Art. 2º .....*

*.....*

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

*.....”*

## 7) POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

175. A Nota Técnica traz capítulo que propõe a centralização dos contratos regulados de energia, por meio da criação da Centralizadora de Contratos (CCEE) para representar as distribuidoras nos CCEARs celebrados com os geradores. A proposta de texto legal prevê, em resumo, (i) que o Poder Concedente disciplinará as obrigadas na formação dos contratos com a Centralizadora; (ii) serão transferidas à Centralizadora

o pagamento das cotas de garantia física das usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas, de Angra I e II e de Itaipu; (iii) o repasse tarifário dos custos da contratação e os repasses dos custos de aquisição de energia pelo preço médio ponderado, conforme regulamento.

176. A ABRAGEL entende que a centralização racionaliza os pagamentos e recebimentos dos contratos regulados, além de permitir a redução dos riscos das distribuidoras na atividade de compra e venda de energia elétrica.

177. Porém, algumas questões específicas merecem atenção do MME em relação à centralização, como as seguintes:

- (a) O gerador tomará o risco de crédito das distribuidoras, que possuem ativos, ou da CCEE, entidade sem ativos?
- (b) Haverá alguma alteração nos CCEARs atualmente vigentes? Se sim, tal alteração deve ser negociada, e não deve ter como consequência o aumento do risco de crédito para o gerador;
- (c) Qual será o mecanismo de garantia financeira do CCEAR celebrado com a CCEE?

178. O equacionamento destas questões se mostra relevante para que não seja aumentado o risco da atividade de geração, o que se traduziria em maior custo do capital e, conseqüentemente, maiores tarifas aos consumidores finais.

179. Em síntese, para que essa centralização traga de fato benefícios para o setor como um todo é fundamental que a lei explicitamente os objetivos da centralização e que sejam incorporadas medidas de mitigação de inadimplência e de garantia de recebimento, inclusive em caso de ação judicial, de forma a evitar que a centralização eleve o risco dos geradores.

180. Nota-se que **a Nota Técnica traz diversas novas atribuições à CCEE, sendo algumas burocráticas e outras de grande relevância. A atual estrutura e governança da Câmara foi desenhada para o desempenho das atribuições atuais. Sendo assim, é fundamental que a assunção de novas competências seja acompanhada de uma alteração compatível da estrutura e governança da CCEE.**

181. Por fim, para que essa centralização traga de fato benefícios para o setor como um todo é fundamental que a lei explicita claramente os objetivos da centralização e que sejam incorporadas medidas de mitigação de inadimplência e de garantia de recebimento, inclusive em caso de ação judicial, de forma a evitar que a centralização eleve o risco dos geradores.

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

182. Apoiamos a iniciativa de estabelecimento de preços críveis para o mercado de curto prazo, apurados de forma transparente e alinhados com a realidade operativa do setor elétrico. A determinação da abertura de códigos e algoritmos das ferramentas computacionais utilizadas para o despacho centralizado da matriz energética brasileira e, por conseguinte, à formação do preço, é um movimento positivo e concreto nessa busca pela maior transparência.

183. A nossa avaliação também converge com a opinião manifestada na Nota Técnica, no que se refere à coexistência entre modelos de despacho centralizado e formação de preços descentralizada, a partir de ofertas realizadas pelos agentes, incluindo nesse rol a prestação de serviços ancilares. Entendemos também que, dada a complexidade associada a este tema, sua discussão deve ser aprofundada quando da sua regulamentação pela legislação infralegal.

184. No entanto, discordamos da opinião de que o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE possa assumir um caráter eventual na presença de um modelo de oferta de preços. O MRE vai além da mitigação do risco hidrológico individual do agente de geração: possibilita que suas estratégias comerciais sejam desacopladas da operação física de seus empreendimentos.

185. Como é de conhecimento, as decisões de operação das usinas hidrelétricas não se encontram sob a gerência dos agentes que detém estes empreendimentos, mas sim das decisões centralizadas de despacho energético que visam minimizar o custo operativo do sistema elétrico. Considerando que um futuro modelo de formação de preços por oferta irá conviver com o atual modelo de despacho centralizado, a manutenção do MRE é de vital importância para a comercialização de energia das usinas hidrelétricas.

186. Contudo, até a presente data os modelos computacionais para precificação horária não são adequados a despachos com fontes de custo variável “zero”. Como essas fontes já são relevantes na nossa matriz energética e no futuro serão mais ainda, julgamos que teremos muito que avançar antes de adotarmos precificação horária no nosso sistema.

187. Outro ponto que merece atenção é a possibilidade de cargas se habilitarem como interruptíveis, com efeitos diretos sobre o despacho energético e a formação de preços. A ABRAGEL é favorável a esta proposta, que inclui a possibilidade de contestação do preço de energia pelo consumidor final. No entanto, entendemos que a habilitação das cargas interruptíveis deva ocorrer durante o processo de apuração do despacho centralizado, a fim de que se garantam os princípios de igualdade e transparência no processo de formação de preços.

188. Em face do exposto, apresentamos abaixo a sugestão de redação alternativa para o art. 1º da Lei 10.848, de 2004, em referência àquela apresentada na Nota Técnica:

“Art. 1º .....

§4º .....

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

**I-A**

.....

§5º .....

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

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

189. Sugere-se ainda que o art. 2º da Lei 13.203/2015 inclua a previsão de ressarcimento aos participantes do MRE pelo custo de deslocamento de geração hidrelétrica decorrente da redução de consumo

motivada por cargas interruptíveis, que não tenham sido consideradas no processo de despacho centralizado, conforme disposto no texto abaixo<sup>25</sup>.

*“Art. 2º A Aneel deverá estabelecer a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de (NR):*

*I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;*

*II - importação de energia elétrica sem garantia física; e*

***III – cargas interruptíveis não consideradas no cálculo da ordem de mérito”.** (NR)*

## 9) RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO

190. A Nota Técnica sugere a destinação de recursos da Reserva Global de Reversão (“RGR”) para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Como condição para tal destinação, exige-se que o componente tarifário não seja objeto de questionamento judicial. Para implementação dessa proposta, indica-se a necessidade de revogação do §4º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013, bem como a inclusão de parágrafos no artigo 4º da Lei 5.655/1971.

191. Atualmente, conforme disposto no art. 2º, § 2º, da Lei 12.783/2013, tem-se que o poder concedente foi “*autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel*”.

192. A legislação claramente autoriza o poder concedente **a pagar** o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL, razão pela qual a Portaria MME 120/2016 mostra-se manifestamente ilegal, ao transferir a obrigação do poder concedente de pagar a indenização para os usuários do sistema de transmissão,

---

<sup>25</sup> Caso as contribuições da ABRAGEL sobre a desjudicialização do risco hidrológico e do presente item sejam aceitas, a redação do legal deve ser compatibilizada para evitar incoerências.

mediante inclusão do montante supostamente devido na Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

193. Portanto, **a ABRAGEL não concorda com a proposta de indevida transferência de responsabilidade, que seria consolidada na alteração legislativa sugerida, permitindo a destinação de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para cobrir obrigação assumida pelo poder concedente.**

194. Por outro lado, a prosperar a proposta contida na Nota Técnica, mostra-se relevante considerar que a nova redação pretendida para o § 4º-A do artigo 4º da Lei 5.655/1971 prevê a destinação dos recursos da RGR apenas para abatimento de componente das "tarifas de uso do sistema de transmissão", ou seja, da TUST.

195. No entanto, o pagamento previsto no artigo 15, § 2º, da Lei 12.783/2013, ao ser recolhido via tarifa – por força do que disposto na ilegal Portaria MME 120/2016 –, acaba por também impactar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – e, por conseguinte, os geradores pagantes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores – TUSDg.

196. Dessa forma, **na visão da ABRAGEL, para que a proposta de fato alcance os fins a que se destina – ou seja, para que desincentive a judicialização da matéria pelos impactados, afigura-se necessário que a redação do § 4º-A do artigo 4º da Lei 5.655/1971 não conduza a resultado em que apenas os pagantes da TUST sejam desonerados.**

197. De qualquer forma, a proposta de alteração legislativa deve observar a existência de indenizações pendentes de pagamento, evitando conceder às transmissoras uma nítida "vantagem" em relação às demais beneficiárias do fundo RGR, sobretudo às concessionárias de geração que não aceitaram as condições para a prorrogação da outorga previstas na MP 579/2012 e disponibilizaram as respectivas usinas ao poder concedente por ocasião do advento do termo contratual da concessão, mas que ainda não foram indenizadas pelos ativos não amortizados e/ou não depreciados.

198. Na prática, não faz nenhum sentido (lógico, econômico, jurídico ou político) destinar recursos da RGR para pagar indenizações por ativos não amortizados e/ou não depreciados nos casos em que houve

prorrogação da concessão (em que o respectivo concessionário permanece com os bens, auferindo receita em razão da prestação do serviço), deixando pendente o passivo existente em razão de indenizações devidas por ativos não amortizados e/ou não depreciados decorrentes de contratos de concessão não prorrogados (em que o respectivo concessionário disponibilizou os bens ao poder concedente, deixando de auferir receitas).

199. A situação torna-se ainda menos lógica quando os ativos de geração devolvidos foram objeto de licitação, que resultou no recebimento de receitas pela União, a partir do pagamento do prêmio de bonificação pela outorga pelo novo concessionário, nos termos da Lei 12.783/2013, sem que houvesse o poder concedente tenha efetuado o pagamento da indenização devidas pelos ativos não amortizados e/ou não depreciados.

200. A preocupação com esse tema parece ter sido bem compreendida por esse Ministério de Minas e Energia, que buscou uma solução para os casos futuros, definindo “*a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova concessão, com a possibilidade de abatimento de créditos entre as partes*”, conforme item 3.144 da Nota Técnica nº 05/2017, que justifica as alterações propostas para o art. 8º da Lei 12.783/2013.

201. Portanto, **para a ABRAGEL, parece lógico relacionar a destinação prioritária dos recursos da RGR ao critério temporal (cronológico), de forma que aqueles que devolveram as instalações concedidas há mais tempo recebam primeiro sua indenização, definida pelo próprio poder concedente, possuindo preferência em relação aqueles que prorrogaram suas concessões, sobretudo nos casos em que houve nova licitação, quando a União arrecadou recursos via prêmio de bonificação pela outorga, aproveitando-se dos investimentos realizados pelo antigo titular da outorga, que não foram integralmente amortizados e/ou não depreciados.** Do contrário, estar-se-ia a admitir o enriquecimento indevido do Estado, que teria sido “*subsidiado*” pelo antigo titular da outorga.

202. Outrossim, como forma de prevenir desequilíbrios no fundo setorial, sugere-se a adoção de um valor-limite para pagamento prioritário, arbitrado em **R\$ 100.000.000,00** (cem milhões de reais). Tal montante não se afigura exorbitante, considerando o valor médio das indenizações devidas pela reversão de ativos do

setor elétrico e, especialmente, a estimativa das indenizações pendentes de pagamento às concessionárias de transmissão (aproximadamente, R\$ 60 bilhões).

203. Além disso, na linha da proposta, a alteração sugerida pela ABRAGEL indica que somente haverá preferência do gerador ao recebimento dos recursos da RGR se o valor da indenização devida pelo poder concedente não houver sido questionada em juízo ou, se foi, caberá ao agente desistir da demanda, renunciando aos direitos sustentados em juízo.

204. Nesse contexto, a ABRAGEL reitera sua discordância com a transferência de responsabilidade pelo pagamento da indenização correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Porém, a prosperar o entendimento contido na Nota Técnica, apresenta-se abaixo proposta de redação para o mencionado dispositivo.

“Art. 4º .....

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

**§4º-B A destinação de recursos prevista no parágrafo anterior estará condicionada ao prévio pagamento das indenizações não superiores a R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais) devidas pela União, de forma incontroversa, em razão da disponibilização de ativos não amortizados e/ou não depreciados decorrente do advento final do prazo do contrato de concessão de serviço público de geração ou transmissão de energia elétrica, não prorrogado, respeitada a respectiva ordem cronológica de disponibilização desses ativos para fins do disposto no art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.**

**§4º-C A destinação de recursos nos termos do §4º-A e do §4º-B será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário ou o valor da indenização definida pelo poder concedente, permitindo-se ao titular da indenização que tenha provocado o Poder Judiciário, que, para imediato recebimento dos recursos da RGR, desista da ação e renuncie aos direitos sustentados em juízo em até 60 (sessenta) dias contados da publicação desta Lei, hipótese em que não serão devidos honorários advocatícios por qualquer das partes.**

**§4º-D A ANEEL deverá rever em 90 (noventa) dias as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição das empresas que vierem a receber recursos e**

*tiverem tido as suas tarifas majoradas para atendimento à indenização correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.*

.....” (NR)

## CONCLUSÃO

205. Ao passo em que parabeniza o Ministério de Minas e Energia pela abertura do diálogo institucional voltado ao aprimoramento do modelo legal do setor elétrico brasileiro, a ABRAGEL ratifica seu entendimento de que os temas tratados na Consulta Pública 33/2017 são extremamente relevantes e ao mesmo tempo complexos, justificando, de um modo geral, o aprofundamento dos estudos com a realização prévia da indispensável análise de impacto regulatório, que deverá ser divulgada aos agentes para nova fase de contribuições.

206. Por outro lado, a ABRAGEL reconhece a urgência inerente à **desjudicialização do risco hidrológico**, solicitando, respeitosamente, que o assunto seja desenvolvido em paralelo, sem prejuízo da ampla discussão sobre os outros temas, de modo que seja recuperado o conceito original de risco hidrológico, respeitando os direitos pré-existentes, a fim de encerrar (ou, quando menos, minimizar) as discussões judiciais sobre o tema.

Certos de sua boa acolhida para com a presente, desde já agradecemos.

Atenciosamente,



Leonardo Sant'Anna

**Presidente Executivo da ABRAGEL**

Em 17 de dezembro de 2018

Referência: NT 18/2018 – CGPT/DGSE/SEE

Consulta Pública: CP MME 63/2018

**Assunto: Proposta de Portaria que amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores**

Anexo: Opinião Jurídica – Análise Jurídico Regulatória

## **INTRODUÇÃO**

1. A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL, na qualidade de representante de 279 (duzentos e setenta e nove) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica, titulares de CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, vem, por meio deste documento, apresentar sua visão sobre a proposta apresentada pelo Ministério de Minas e Energia na Consulta Pública 063/18 (CP 63) por meio da Nota Técnica 18/2018 – CGPT/DGSE/SEE (NT 18), acerca de Proposta de Portaria que amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.

2. Em primeiro lugar, sob o ponto de vista jurídico-formal, verifica-se, conforme Opinião Jurídica em anexo, que a minuta de Portaria submetida está eivada de vício de legalidade, uma vez que:

- (i) o §3º do art. 15 da Lei nº 9.075/1995 foi revogado por incompatibilidade com o disposto no art. 26, §5º da Lei 9.427/1996, que, mediante lei posterior (Lei nº 9.648/1998<sup>1</sup>), instituiu política pública de incentivo a fontes renováveis, sucessivamente preservada pelo Congresso Nacional (Leis nº 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 11.943/2009, 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016), estabelecendo mercado especial para a comercialização de energia por consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW; e

---

<sup>1</sup> A referida Lei inseriu o §5º no art. 26 da Lei nº 9.427/1996.

- (ii) O Exmo. Ministro de Minas e Energia não detém competência delegada em ato publicado em meio oficial para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o art. 15, §3º, da Lei nº 9.075/1995, ainda que esse dispositivo não houvesse sido revogado por incompatibilidade com o art. 26, §5º da Lei 9.427/1996.

3. Dessa forma, entende-se que a forma juridicamente adequada para alterar, ampliar, restringir ou mesmo extinguir a referida política pública de incentivo às fontes renováveis seria a aprovação de lei pelas duas Casas do Congresso Nacional, com sanção pelo Presidente da República. Essa linha, aliás, foi adotada na Consulta Pública nº 33/2017, que resultou nos projetos de lei atualmente em tramitação na Câmara dos Deputados (PL nº 1.917/2015) e no Senado Federal (PLS nº 232/2016), que tratam de matéria idêntica.

4. Nesse contexto, a edição da Portaria submetida à Consulta Pública nº 63/2018 produzirá indesejável insegurança jurídica nas relações a serem pactuadas com base no ato infralegal ilegal, prejudicando o desenvolvimento equilibrado e sustentável do mercado de energia elétrica.

5. Quanto ao mérito da proposta, a discussão sobre a Abertura do Mercado, que trata a redução dos limites de carga e tensão para acesso ao Mercado Livre, foi bastante debatida quando da Consulta Pública nº 33/2017 (CP 33). Nela, a ABRAGEL se posicionou de forma a solicitar que a Abertura ocorresse somente após 2024, para garantir, antes da abertura, ajustes de mercado necessários para garantir a competição isonômica entre os agentes e evitar que eventuais benefícios decorrentes da maior competição não se concretizem, por estarem mascarados por subsídios ocultos, como será mostrado neste documento.

#### 1) **CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O MERCADOS DAS PCHs**

6. Como elucidado na contribuição da ABRAGEL à CP 33, a produção de energia elétrica a partir de fontes limpas e renováveis, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e as Centrais Geradores Hidrelétricas – CGHs e as UHEs autorizadas até 50MW, deve ser necessariamente estimulada, nos termos da Constituição Brasileira, considerando os notáveis benefícios ocasionados ao sistema elétrico interligado e ao

meio ambiente<sup>2</sup>. Na realidade, simplesmente *“não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e centrais hidrelétricas autorizadas até 50 MW), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitado e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”*<sup>3</sup>.

7. Diante das particularidades desses empreendimentos, que produzem simultaneamente benefícios ao meio ambiente e à matriz elétrica brasileira, sobrevieram estímulos para a realização de investimentos nessa fonte limpa e renovável, ainda em 1998, com a publicação da Lei 9.648, que (i) definiu que uma parte do mercado poderia ser atendido apenas por estas fontes alternativas renováveis e (ii) estabeleceu *“percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento”*.

8. A lógica adotada na legislação consiste em política pública de Estado legítima, criada no âmbito do programa RE-SEB, com objetivo específico de incentivar as fontes renováveis de energia, protegendo os respectivos investidores contra competição injusta com fontes convencionais amortizadas e altamente subsidiadas no passado pelo Estado. A segmentação do mercado e o desconto no fio buscam, portanto, corrigir distorções e proporcionar um ambiente de melhor competitividade e isonomia entre os participantes, além de contribuir para a diversificação das fontes e, por consequência, a segurança do suprimento.

9. Portanto, na prática, **os incentivos adotados na legislação não foram e não podem ser considerados como uma benesse aos geradores**, como poderia parecer em uma análise rasa do mercado. Pelo contrário, a adoção destes incentivos foi primordial para favorecer a implantação de diversas PCHs no país, que atualmente contribuem com cerca de 5 GW em operação na matriz elétrica, constituindo o pilar econômico

---

<sup>2</sup> A Constituição do Brasil estabelece que “todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”. De modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição Federal determina a observância do princípio da “defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”.

<sup>3</sup> Plano Decenal de Expansão – PDE submetido à Consulta Pública 34/2017, instaurada por esse Ministério de Minas e Energia.

necessário para sustentar a tomada de decisão de investimento nesses empreendimentos e, no caso do desconto funciona como compensação, tendo em vista a redução de perdas e os custos evitados na expansão.

10. Ao alterar a lógica que sustentou decisões de investimento assumidas no passado, sem que sejam oferecidas alternativas para mitigar estes efeitos negativos, corre-se o risco de afetar o equilíbrio econômico dos empreendimentos já em operação comercial, além de prejudicar a viabilização de projetos que ainda aguardam melhor momento para implantação e toda uma cadeia produtiva ligada a esse segmento.

## 2) **REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE**

11. Não há dúvidas de que a redução dos limites de acesso ao mercado livre traz impactos importantes para diversos segmentos do setor elétrico. A Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE (NT 3), que subsidiou a CP 33, inter-relacionou o aumento do mercado livre com diversos outros temas, tais como sobrecontratação involuntária decorrente da migração, separação de lastro e energia; descotização e privatização, subsídios às fontes incentivadas.

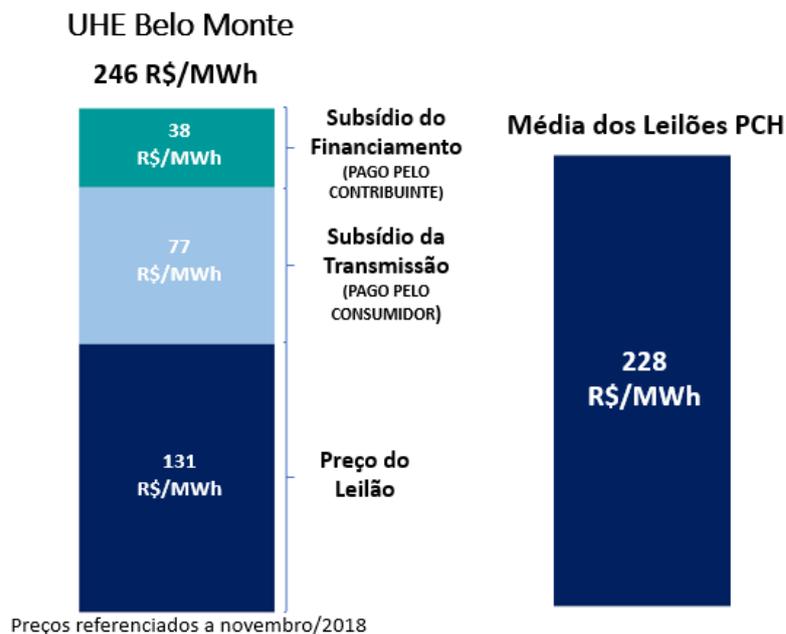
12. Portanto, a Abertura do Mercado neste momento e com debate restrito ao curto período da presente CP contraria a lógica da prudência: tratar todos esses temas de forma concatenada, formando um conjunto orgânico de regras legais e infralegais, para que a transição para um mercado de energia com maior competição seja realizada de forma mais segura possível.

13. Nesse contexto, para que a abertura do mercado livre promova uma competição justa, transparente e isonômica, trazendo benefícios a toda a sociedade, seu início deve ocorrer somente após o estabelecimento das condições necessárias para tal. Logo, a preparação das bases para a abertura do mercado livre deve envolver, ao menos, os seguintes aspectos:

- (i) uma reforma no atual arcabouço de formação de preços, para que os tornem mais críveis e menos voláteis;
- (ii) a regulamentação da definição dos atributos das diversas fontes de geração;

- (iii) a regulamentação dos novos leilões de lastro e (eventualmente) de energia;
- (iv) o fim de subsídios implícitos dados a outros agentes.

14. Em relação a este último item, cabe destacar que atualmente muitos agentes auferem relevantes subsídios implícitos e que, portanto, muitas vezes não são identificados pelos agentes de mercado. A competição direta de tais agentes com geradores que não auferem esses subsídios desequilibra o mercado, não é transparente e é, sobretudo, injusta. Por exemplo, dentre outros possíveis, tem-se o caso das usinas estruturantes, como UHE Belo Monte, que possui subsídios implícitos associados ao sistema de transmissão<sup>4</sup> e ao financiamento subsidiado<sup>5</sup> superiores a R\$ 110/MWh, conforme ilustração abaixo:



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE / BNDES / ANEEL.

<sup>4</sup> Afirma-se na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE que seriam necessário encerrar com o estímulo consistente no desconto na tarifa de transmissão e/ou distribuição concedido às renováveis para evitar distorções no mercado livre. Contudo, não há qualquer referência ao fato de que foram construídas duas grandes linhas de transmissão para uso exclusivo da energia de Belo Monte, com mais de 2.000 km de extensão, cobrando os respectivos custos, que deveriam ser da Usina, para todos os consumidores e geradores nacionais. Isso sim é subsídio!!! O custo desse subsídio atualizado para junho de 2017 corresponde a uma **tarifa adicional de R\$ 70,83/MWh**.

<sup>5</sup> As taxas de juros fixas (de 5,5% ao ano) e o prazo de repagamento ofereceram a esse empreendimento condições que os pequenos aproveitamentos certamente não têm, nem mesmo alguns aproveitamentos maiores. Se fizermos a conta com as condições que o BNDES fornece aos investidores e compararmos com as que foram dadas à empresa construtora de Belo Monte, concluiremos que esse subsídio na taxa de juros, bancado pelo Tesouro Nacional e pelo próprio contribuinte, equivale a uma **redução (com base em junho/2017) na tarifa ofertada de R\$ 32,88/MWh**.

15. O mesmo acontece para outras grandes hidrelétricas, em especial para todos os projetos estruturantes e eólicos (com exceção das linhas exclusivas das ICGs) que tiveram obras de transmissão com custos expressivos implantadas exclusivamente para garantir o escoamento da respectiva energia, alocando-se os respectivos custos a todos os demais geradores e consumidores (OBS: no caso das eólicas, não se trata aqui das ICG, mas sim das obras de ampliação e reforço do sistema de transmissão estabelecidas para o escoamento da energia).

16. Esta distorção é agravada frente à abertura do mercado, uma vez que mais do que 30% da energia dos empreendimentos estruturantes – que recém entraram em operação – está descontratada, usufrui de benefícios ocultos e passaria a competir por mercado com as fontes incentivadas, prazo este estimado para que esta energia seja absorvida pelo mercado e considerando que as atitudes tomadas no passado quanto a estes subsídios não mais voltarão.

17. Ademais, até o momento, não se sabe qual a destinação da energia da UHE ITAIPU **após meados de 2023**, quando encerrará o prazo de vigência do o Anexo C do Tratado de Itaipu, sendo possível essa seja destinada ao mercado livre brasileiro. Assim, a disponibilização de um grande bloco de energia ao mercado livre pode tornar o processo de flexibilização dos limites mais impactante aos agentes geradores incentivados.

18. Ressalta-se ainda a postergação do cronograma de redução dos limites do mercado livre é uma medida que ameniza os prejuízos daqueles investidores que fundamentaram sua decisão de investimento no atual arcabouço regulatório do SEB, que tem como um importante atributo o segmento do mercado incentivado para as fontes alternativas de energia. A postergação seria, portanto, uma medida para proteção da legítima confiança que tais empreendedores tinham no atual arcabouço regulatório do setor elétrico.

19. Por fim, quanto ao intervalo de tempo de apenas 6 meses entre a redução de potência de 2.500 kW para 2.000 kW, cabe destacar que é muito reduzido para que se possa fazer uma avaliação do impacto sobre as distribuidoras, consumidores, CCEE e demais agentes envolvidos. Sugerimos, então, dois anos de intervalo para que ocorra a diminuição sugerida, para que as consequências dessa mudança possam ser mesuradas pela ANEEL, quando dos processos de revisão tarifária das distribuidoras.

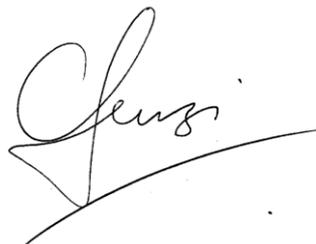
## CONCLUSÃO

20. Por todos os aspectos listados acima, a ABRAGEL considera que a edição da Portaria submetida à Consulta Pública n° 63/2018 produzirá indesejável insegurança jurídica nas relações a serem pactuadas com base no ato infralegal ilegal, prejudicando o desenvolvimento equilibrado e sustentável do mercado de energia elétrica, pois a forma juridicamente adequada para alterar, ampliar, restringir ou mesmo extinguir a referida política pública de incentivo às fontes renováveis seria a aprovação de lei pelas duas Casas do Congresso Nacional, com sanção pelo Presidente da República.

21. No mérito, visto que não há proposta concreta para superação dos problemas referidos acima, a ABRAGEL mantém o pleito realizado no âmbito da CP 33, ao entender que ainda há elementos importantes a serem previamente definidos antes da redução dos limites de acesso ao mercado livre, sendo razoável, então, flexibilizar o cronograma para que a abertura do mercado ocorra após 2024, bem como com maior intervalo de tempo entre as reduções previstas, com a finalidade de ter tempo hábil para corrigir tais distorções e assegurar a ampla concorrência.

Certos de sua boa acolhida para com a presente, desde já agradecemos.

Atenciosamente,



Charles Lenzi

**Presidente Executivo da ABRAGEL**

**DA ILEGALIDADE DA PROPOSTA DA CONSULTA PÚBLICA Nº 063/2018 DE REDUÇÃO DOS  
LIMITES DE CARGA DE CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE ESTABELECIDOS NO ART.**

**15, §3º, DA LEI Nº 9.074/1995 MEDIANTE ATO INFRALEGAL**

**POR SOLICITAÇÃO DA ABRAGEL**

---

---

**OPINIÃO JURÍDICA**

**ANÁLISE JURÍDICO-REGULATÓRIA**

---

---

Brasília, 17 de dezembro de 2018

GUILHERME PEREIRA BAGGIO

LUCAS PEREIRA BAGGIO

## I- CONSIDERAÇÕES INICIAIS: DA CONSULTA

1. Cuida-se de consulta formulada **em regime de urgência** pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (“ABRAGEL”), que representa o interesse de 279 (duzentos e setenta e nove) associados que atuam no mercado de geração de energia elétrica a partir da exploração de potenciais hidráulicos de até 50 MW enquadrados como Centrais Geradoras Hidrelétricas (“CGH”), Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”) e Usinas Hidrelétricas (“UHE”). Tais associados comercializam a energia elétrica proveniente de seus empreendimentos:

- (i) no **Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”)**, com concessionárias de distribuição, que devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado mediante licitação na modalidade leilão, na forma do art. 2º da Lei nº 10.848/2004; e
- (ii) no **Ambiente de Contratação Livre (“ACL”)**, mediante operações de compra e venda de energia elétrica<sup>1</sup> com (ii.1) consumidores livres, caracterizados como aqueles que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995<sup>2</sup>, ou seja, que tenham carga igual ou maior a 3.000 kW; ou (ii.2) consumidores especiais, considerados como aqueles enquadrados no art. 26, §5º, da Lei nº 9.427/1996, ou seja, que tenham carga igual ou maior a 500 kW, isoladamente ou reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito.

2. A consulta urgente se refere especificamente às regras de contratação no ACL, de modo que, pela legislação vigente, vale destacar que a distinção entre consumidores livres e consumidores especiais reside em que:

- (i) os **consumidores livres**, com carga igual ou superior a 3.000 kW, podem adquirir energia elétrica proveniente de qualquer fonte; e
- (ii) os **consumidores especiais**, com carga igual ou superior a 500 kW e inferior a 3.000 kW, somente podem adquirir energia elétrica, no ACL, de aproveitamentos de potencial hidráulico com potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, de empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa com potência injetada no sistema menor ou igual a 50.000 kW.

---

<sup>1</sup> Intermediadas ou não por agente comercializador.

<sup>2</sup> Nos termos do art. 15, §§ 2º e 2º-A, da Lei nº 9.074/1995, até 01.01.2019, o acesso ao mercado livre para consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW existentes à época da publicação da referida lei estará limitado àqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, limite que passará a não mais existir a partir da data mencionada. Para novos consumidores (após a lei), o art. 16 dispõe ser de livre escolha daqueles com carga igual ou maior que 3.000 kW, **atendidos em qualquer tensão**, o fornecedor da energia elétrica a ser contratada. Em suma, já existe previsão legal para a extinção do limite de tensão para consumidor potencialmente livre a partir de 01.01.2019.

3. Observa-se que o §5º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, incluído pela Lei nº 9.648/1998, possibilitou a comercialização, no ACL, da energia elétrica proveniente de fontes renováveis com consumidores com carga inferior àquela estabelecida na Lei nº 9.074/1995 (entre 500 kW e 3.000 kW). Trata-se, pois, de **política pública de incentivo às fontes renováveis instituída por lei**, da mesma forma que o chamado “*desconto no fio*”, também instituído pela Lei nº 9.648/1998, mediante alteração da Lei nº 9.427/1996.

4. Nesse contexto, em 11.12.2018, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) publicou a Portaria nº 495/2018, que propõe a modificação das regras de contratação no ACL, conforme disponibilizado no âmbito da Consulta Pública nº 063/2018, com prazo para recebimento de contribuições até 17.12.2018. Segundo a proposta, será publicada uma Portaria pelo MME a fim de reduzir o limite de carga para consumidor livre (arts. 15 e 16) (i) de 3.000 kW para 2.500 kW, a partir de 01.07.2019 e (ii) de 2.500 kW para 2.000 kW, a partir de 01.01.2020.

5. A proposta teria por fundamento o disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, que prevê a possibilidade de diminuição dos limites de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 pelo poder concedente após oito anos da publicação da referida lei.

6. Diante disso, a consulente nos indaga, em regime de urgência, acerca da (i) legalidade da proposta, seja (i) pela possibilidade de redução, por ato infralegal, dos limites de carga, atualmente de 3.000 kW, de consumidor potencialmente livre, estabelecidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 seja (ii) pela ótica da competência do MME para emissão da Portaria proposta, como representante do poder concedente. Em outras palavras, nos indaga a consulente se uma Portaria ministerial poderia modificar a política pública de incentivo às fontes renováveis estabelecida em lei posterior (Lei nº 9.648/1998, que incluiu o §5º no art. 26 da Lei nº 9.427/1996).

7. Para responder a indagação formulada, a presente Opinião Legal será estruturada da seguinte forma:

- (i) Dos requisitos de carga para enquadramento como consumidor potencialmente livre estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995;
- (ii) Da criação da figura do consumidor especial no bojo da instituição de política pública de incentivo às fontes renováveis pela Lei nº 9.648/1998;
- (iii) Da proposta de Portaria do MME no âmbito da Consulta Pública nº 063/2018;
- (iv) Da ilegalidade da proposta submetida à Consulta Pública nº 063/2018

- a. Da impossibilidade de redução dos limites de carga dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 mediante ato infralegal; e
  - b. Da impossibilidade de representação do poder concedente pelo MME para os fins do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995;
- (v) Conclusões.

8. Destaca-se, por relevante, que **a presente Opinião Legal não analisará os aspectos materiais da proposta de redução do limite de carga para consumidor livre**. Trata-se, essencialmente, de uma avaliação jurídico-formal, especialmente no que diz respeito à competência legal para a prática do ato, para que se alcance a tão desejada e indispensável segurança jurídico-regulatória, sobretudo em tema dessa magnitude, com significativo impacto para inúmeros agentes do setor.

## II- DOS REQUISITOS DE CARGA PARA ENQUADRAMENTO COMO CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES ESTABELECIDOS PELA LEI Nº 9.074/1995

9. Na década de 1990, considerando a nova ordem constitucional, o setor elétrico passou por medidas de liberalização do mercado e de redefinição do papel do Estado, que, até os anos anteriores, havia sido o principal responsável pelos investimentos e pela exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, de forma monopolista e verticalizada.

10. Assim, na mesma data de publicação da Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175<sup>3</sup> da Constituição Federal, foi editada a Medida Provisória 890/1995, que estabeleceu tratamento específico para a indústria da eletricidade. A referida norma foi reeditada sucessivamente, convertendo-se, ao final, na Lei 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>4</sup>, publicada no Diário Oficial da União de 08.07.1995.

---

<sup>3</sup> Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

<sup>4</sup> Reeditada pelas Medidas Provisórias nºs 937, 966, 991, e 1.017, todas de 1995, e esta última foi finalmente convertida na Lei 9.074/1995.

11. O art. 15, *caput*, da referida Lei de Conversão previu que a prorrogação das atuais e as novas concessões seriam feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV<sup>5</sup>. Na forma do *caput*, tais consumidores passariam a poder optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com Produtor Independente de Energia Elétrica (“PIE”)<sup>6</sup>.

12. Além disso, os parágrafos do mesmo artigo previram a redução dos limites de carga e tensão de forma gradativa nos anos seguintes à publicação da Lei nº 9.074/1995 para os consumidores existentes, conforme abaixo:

- (i) Decorridos três anos, os consumidores referidos no artigo passariam a poder estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais (§1º); e
- (ii) Decorridos cinco anos, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV passariam a poder optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizatário de energia elétrica do sistema (§2º).

13. Além disso, o **§3º do art. 15 estabeleceu que o poder concedente poderia diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 após oito anos da publicação da Lei nº 9.074/1995.**

14. O art. 16, por sua vez, estabeleceu para os novos consumidores com carga igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, a livre escolha do fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

15. A alteração mais significativa promovida diretamente nos limites de carga e tensão dos consumidores potencialmente livres dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 sobreveio somente com a edição da Lei nº 13.360/2016, que inseriu o §1º-A no art. 15, *in verbis*:

§ 2º-A. A partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores que, em 7 de julho de 1995, consumirem carga igual ou superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e forem atendidos em tensão inferior a 69 kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizatário de energia elétrica do sistema.

---

<sup>5</sup> Vale destacar que o art. 15, §6º, assegurou ao fornecedor e aos respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

<sup>6</sup> A figura do PIE foi criada pela própria Lei nº 9.074/1995, conforme art. 11:

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

16. Assim, na forma desse dispositivo legal, os consumidores existentes à época da edição da Lei nº 9.074/1995 com carga igual ou superior a 3.000 kW passam a ser potencialmente livres a partir de 01.01.2019, independentemente da tensão em que são atendidos.

17. Nesse contexto, a partir de 01.01.2019, podem ser caracterizados como consumidores livres ou potencialmente livres aqueles com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, os quais poderão escolher livremente o fornecedor com quem contratarão sua compra de energia elétrica.

### III- DA CRIAÇÃO DA FIGURA DO CONSUMIDOR ESPECIAL NO BOJO DA INSTITUIÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES RENOVÁVEIS PELA LEI Nº 9.648/1998

18. De acordo com o art. 225 da Constituição Federal, *“todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”*.

19. A adoção de políticas públicas em favor do meio ambiente, considerado direito fundamental de terceira geração, tem sido considerada como um dever do Estado, em todos os seus níveis, para benefício da coletividade. Assim, de modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição determina a observância do princípio da *“defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”*.

20. Nesse contexto, após a edição da Lei nº 9.074/1995, que trouxe significativas alterações no modelo setorial, foi instituído, em 1996, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (Projeto RE-SEB), a fim de dar seguimento às reformas estruturantes do setor elétrico brasileiro, em especial no que concerne (i) a estímulos à concorrência nos segmentos de geração e comercialização, (ii) à desverticalização das atividades, (iii) ao livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão e distribuição e (iv) à instituição de um ente regulador e fiscalizador dos serviços e instalações de energia elétrica.

21. Em 27.12.1996, foi publicada a Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade

com as políticas e diretrizes do governo federal. Em seu art. 26, I, a referida Lei previu o regime de autorização para aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a mil kW e igual ou inferior a dez mil kW, destinado à produção independente<sup>7</sup>.

22. Com o avanço e conclusão dos estudos e análises formulados no âmbito do RE-SEB, sob a coordenação e assessoria da consultoria inglesa *Coopers&Lybrand*, foram promovidas novas alterações significativas no modelo setorial, em especial nas Leis nº 9.074/1995 e 9.427/1996, mediante a publicação, em 28.05.1998, da Lei nº 9.648/1998. Para os fins da presente consulta, vale citar as alterações abaixo resumidas:

- (i) A compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados passa a ser de livre negociação (art. 10 da Lei nº 9.648/1998);
- (ii) É criada a figura do agente comercializador, com atuação no mercado livre de energia elétrica, mediante autorização da ANEEL (art. 26, II, da Lei nº 9.427/1996);
- (iii) O regime de autorização é estendido para aproveitamentos de potencial hidráulico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH (art. 26, I, da Lei nº 9.427/1996);
- (iv) É atribuído às PCHs (art. 26, I, da Lei nº 9.427/1996) um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (“desconto no fio”), de forma a garantir a competitividade à energia ofertada pelo empreendimento (art. 26, §1º);
- (v) É possibilitada às PCHs a comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

23. Observa-se, assim, que, em meio a inúmeras medidas para expansão e liberalização do mercado de energia elétrica, a Lei nº 9.648/1998 procurou assegurar a competitividade da energia elétrica proveniente de PCHs, como medida voltada ao estímulo à geração de energia limpa e renovável. Para tanto, instituiu ao menos três mecanismos mediante alterações na Lei nº 9.427/1996: (i) flexibilização do procedimento de outorga, que passa a ser de autorização, dispensada de licitação; (ii) atribuição de desconto no fio; e (iii) instituição da possibilidade de livre comercialização com consumidores com carga maior ou igual a 500 kW.

---

<sup>7</sup> Pela legislação anterior (art. 5º da Lei nº 9.074/1995), a exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW era sujeita à outorga de concessão, mediante licitação.

24. Posteriormente, essa rede de proteção e de incentivos foi estendida a outros aproveitamentos e fontes renováveis, conforme resumo abaixo:

(i) **Desconto no fio (art. 26, §1º, da Lei nº 9.427/1996):**

- a. A Lei nº 10.438/2002 determinou a incidência do desconto na produção e no consumo da energia e estendeu sua aplicação a empreendimentos de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, dentro dos limites de potência estabelecidos para PCHs;
- b. A Lei nº 10.762/2003 estendeu o desconto para empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW;
- c. A Lei nº 13.097/2015<sup>8</sup> promoveu adequações a legislações posteriores, de forma a tornar mais claro o dispositivo;
- d. A Lei nº 13.203/2015 promoveu adequações a legislações posteriores, de forma a tornar mais claro o dispositivo<sup>9</sup> e estendeu o incentivo à parcela de autoprodução para empreendimentos que entrassem em operação comercial a partir de 01.01.2016; e
- e. Por fim, a Lei 13.360/2015 promoveu novas adequações<sup>10</sup> e fez referência expressa à energia elétrica proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

(ii) **Comercialização com consumidores especiais (art. 26, §5º, da Lei nº 9.427/1996):**

- a. A Lei nº 10.438/2002 estendeu o incentivo para empreendimentos a partir de fontes eólica, biomassa ou solar;
- b. A Lei nº 10.762/2003 (i) estendeu o incentivo para empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW; (ii) estabeleceu o limite superior da potência das fontes eólica, biomassa ou solar em 30.000 kW; e (iii) previu a possibilidade de 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;

---

<sup>8</sup> Essa Lei adequou o dispositivo em face de alteração por ela própria promovida no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, que ampliou de 1.000 kW para 3.000 kW a potência de referência para dispensa de concessão, permissão ou autorização para exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos.

<sup>9</sup> A referida Lei retirou o trecho final do inciso “*comercializada pelos aproveitamentos*”, a fim de referir-se expressamente a toda a energia elétrica produzida.

<sup>10</sup> Essa Lei adequou o dispositivo em face de alteração por ela própria promovida no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, que ampliou de 1.000 kW para 5.000 kW a potência de referência para dispensa de concessão, permissão ou autorização para exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos

- c. A Lei nº 11.488/2007 alterou o limite de “potência instalada” para “potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição” para as fontes solar, eólica e biomassa;
- d. A Lei nº 11.943/2009<sup>11</sup> estendeu o incentivo para aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, independentemente de ter ou não característica de PCH, e ampliou o limite superior da potência dos empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa para 50.000 kW; e
- e. Por fim, as Leis nº 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016 promoveram adequações e ajustes similares aos que foram feitos em relação ao desconto no fio.

25. Desse modo, a redação em vigor dos §§1º e 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 se encontra da seguinte forma:

Art. 26 (...)

§1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

I – comercializada pelos aproveitamentos; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)  
(...)

**§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades**

---

<sup>11</sup> Essa Lei inseriu o inciso VI no *caput* do art. 26, a fim de inserir esses empreendimentos no rol de aproveitamentos sujeitos à autorização da ANEEL.

**energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)**

26. Pode-se afirmar, assim, que a Lei nº 9.648/1998 instituiu políticas públicas de incentivo às PCHs, com o objetivo de assegurar a competitividade dessa fonte renovável e limpa em um cenário de competição injusta com fontes convencionais amortizadas e subsidiadas<sup>12</sup>.

27. Ademais, as referidas políticas públicas foram ratificadas e ampliadas para aproveitamentos hidráulicos de maior e menor potência e para outras fontes por inúmeras leis posteriores, inclusive mais recentes, que reforçaram a necessidade de assegurar a competitividade das fontes amparadas pelos incentivos legais. Esse foi o entendimento exposto pela Consultante em sua contribuição à Consulta Pública nº 033/2017:

*82. Por relevante, cumpre-nos recordar que esses conceitos foram adotados pelos Senhores Pedro Parente, Pedro Malan, José Jorge de Vasconcelos Lima e Sérgio Silva do Amaral, respectivamente, Chefe da Casa Civil da Presidência da República, Ministro da Fazenda, Ministro de Minas e Energia e Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, todos integrantes do Governo do então Presidente Fernando Henrique Cardoso, por ocasião da Exposição de Motivos da Medida Provisória 14/2001, posteriormente convertida na Lei 10.438/2002, ao sustentarem à instituição do PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas, inclusive em um contexto de abertura de mercado.*

*83. A lógica de estímulos à expansão por fontes renováveis permanece válida, especialmente para PCHs e CGHs. Não sem razão, o estímulo legal à competitividade desses empreendimentos foi preservado em diversas oportunidades, conforme previsto na Lei 10.438/2002, na Lei 10.762/2003, na Lei 11.488/2007, na Lei 13.097/2015, na Lei 13.203/2015 e, recentemente, na recente Lei 13.360/2016.*

*84. Destaca-se trecho do Relatório da Comissão Mista, de relatoria do Deputado José Carlos Aleluia, exarado no processo de conversão da Medida Provisória 735/2016, ao afirmar que, “para a fonte solar, (...) os incentivos devem permanecer os mesmos, pois tal fonte ainda não apresenta a mesma competitividade das demais. Tratamento similar deve ser dado para os aproveitamentos hidroelétricos de pequeno porte, pois o nosso país possui um enorme potencial que necessita ser explorado e que nos últimos anos perdeu competitividade”.*

28. No que concerne ao mercado de energia especial, a política pública fixada em lei restringe somente aos empreendimentos por ela alcançados a possibilidade de celebração de contratos no ACL com consumidores ou conjunto de consumidores em comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e inferior a 3.000 kW.

---

<sup>12</sup> Na linha de contribuição apresentada pela Abragel à Consulta Pública nº 033/2017.

#### IV- DA PROPOSTA DE PORTARIA DO MME NO ÂMBITO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 063/2018

29. Como mencionado, em 11.12.2018, o MME publicou a Portaria nº 495/2018, que divulgou para Consulta Pública a minuta de Portaria que visa regulamentar o disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, com prazo de contribuições até 17.12.2018. A referida minuta prevê a redução de 3.000 kW para 2.000 kW do limite de carga de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, para que o consumidor seja enquadrado como potencialmente livre, de forma escalonada, conforme abaixo:

*PORTARIA Nº, DE DE DE 2018.*

*O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48300.001446/2018-31, resolve: Art. 1º Regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.*

*§ 1º A partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo Sistema Interligado.*

*§2º A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo Sistema Interligado.*

30. Juntamente com a minuta de Portaria, foram disponibilizados (i) o Ofício nº 421, de 04.12.2018, da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que traz uma avaliação sobre possíveis impactos decorrentes da redução do limite de carga; e (ii) a Nota Técnica nº 18/2018/CGPT/DGSE/SEE, de 07.12.2018, que encaminha a minuta de Portaria e a proposta de abertura de Consulta Pública sobre o assunto. No referido Ofício, a ANEEL informou o seguinte:

2. Ressalta-se, preliminarmente, que unidades consumidoras com carga entre 2 MW e 3 MW já podem ter a energia elétrica adquirida no Ambiente de Contratação Livre - ACL, de modo que a “flexibilização” dos critérios de acesso ao ACL diz respeito tão somente ao tipo de energia que se possa contratar. Esses consumidores, que atualmente só podem adquirir energia no ACL proveniente de fonte especial, passam a acessar a fonte convencional.

3. Destaca-se que essa medida aumenta a oferta de energia para as unidades consumidores com carga entre 2 MW e 3 MW, que poderão adquirir energia proveniente de qualquer fonte, introduzindo novo estímulo a competição, sendo esperada possível redução de preços no ambiente até então restrito às

fontes especiais. O aumento da competitividade poderá ocorrer inclusive no eventual mercado especial remanescente (entre 0,5 MW e 2 MW), podendo-se inferir que parte da energia especial comercializada com consumidores com carga superior a 2 MW passaria a ser comercializada com consumidores com patamares menores de carga.

31. Desse modo, a ANEEL admite e reconhece expressamente os impactos ao mercado atual de energia especial, atualmente restrito a fontes renováveis que são autorizadas a comercializar energia elétrica com consumidores com carga igual ou superior a 500 kW e inferior a 3.000 kW, por força do disposto no art. 26, §5º, da Lei nº 9.427/1996.

32. A ANEEL atesta, ainda, a existência (i) de 1.197 unidades consumidoras no ACR, com uma carga de 874 MW médios; e (ii) 706 consumidores especiais no ACL, com uma carga de 683 MW médios, que seriam atingidos pela flexibilização proposta na minuta de Portaria e, com sua aprovação, passariam a poder adquirir energia convencional.

33. Ao final, a ANEEL conclui ser *“salutar a discussão sobre a ampliação do mercado livre, visando a mais eficiência e competitividade do Setor, que reflita em resultados positivos para os consumidores de energia elétrica”*, bem como destaca ser *“importante que eventuais reduções dos limites para acesso ao mercado livre ocorram de maneira gradual, de forma a minimizar os impactos para os agentes envolvidos”*. Todavia, o regulador não analisa a possibilidade de emissão de Portaria ou outro ato infralegal para tal fim, não avaliando a competência do MME para redução dos limites de carga e tensão previsto nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.

34. Em complemento, a Nota Técnica nº 18/2018/CGPT/DGSE/SEE apenas relata a instrução do processo e apresenta a minuta de Portaria para Consulta Pública, sem detalhar qualquer manifestação jurídica sobre a proposta. O tópico seguinte terá por escopo exatamente analisar a proposta de Portaria sob o ponto de vista da legalidade.

#### **V- DA ILEGALIDADE DA PROPOSTA SUBMETIDA À CONSULTA PÚBLICA Nº 063/2018**

35. Como visto, a proposta submetida à Consulta Pública nº 063/2018 visa reduzir, mediante a emissão de ato administrativo, na forma de Portaria do MME, os limites de carga para enquadramento como consumidor potencialmente livre, utilizando como fundamento o disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, *in verbis*:

Art. 15 (...) § 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

36. Em relação ao dispositivo transcrito e à proposta da Consulta Pública, ao menos dois questionamentos devem ser feitos sob o ponto de vista da legalidade:

- (i) Diante das políticas públicas às fontes renováveis descritas anteriormente, instituídas por lei posterior, que concedem incentivo na forma de contratação exclusiva com consumidores com carga entre 500 kW e 3.000 kW, há legalidade na proposta de redução, via ato infralegal a ser editado com base no §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, dos limites de carga de consumidor potencialmente livre, de maneira a estabelecer concorrência entre fontes renováveis e convencionais em determinada faixa de carga abaixo de 3.000 kW?
- (ii) O poder concedente a que se refere o §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995 pode ser representado pelo MME?

37. São essas perguntas que os tópicos seguintes cuidarão de responder. Antes, porém, cumpre-nos destacar novamente que **a presente análise não envolve a avaliação sobre o mérito da medida proposta na Consulta Pública**. Em outras palavras, esta Opinião Jurídica não pretende analisar os aspectos jurídicos e seus impactos (positivos ou negativos) decorrentes do conteúdo material da proposta de redução do mercado de energia incentivada. A presente avaliação possui caráter jurídico-formal, sobretudo no que diz respeito aos limites de competência do Ministério de Minas e Energia para a edição da respectiva portaria, para que seja alcançada a indispensável segurança jurídico-regulatória.

#### **V.1- Da impossibilidade de redução dos limites de carga dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 mediante ato infralegal**

38. De acordo com o art. 2º, §1º, da Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro (Decreto-Lei nº 4.657/1942), tem-se que *“a lei posterior revoga a anterior quando (...) seja com ela incompatível”*.

39. No que aqui interessa, como mencionado, leis posteriores instituíram um mercado especial de comercialização de energia para estimular fontes renováveis, de forma que o presente questionamento a ser respondido em relação à legalidade da proposta do MME se refere à possibilidade de um ato infralegal modificar política pública instituída mediante lei posterior à atribuição legal dada ao poder concedente.

40. Recorde-se que a política pública de incentivo às fontes renováveis foi instituída pela Lei nº 9.648/1998, três anos após a entrada em vigor do §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, na forma de três incentivos: (i) flexibilização do procedimento de outorga; (ii) desconto no fio; e (iii) redução dos limites mínimos de carga e tensão para permitir a comercialização de energia elétrica com consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW.

41. O objeto da presente consulta se refere especificamente ao último incentivo (item iii), o qual, vale repisar, inicialmente concedido a PCHs, foi ratificado e estendido a aproveitamentos hidrelétricos de menor (CGHs) e maior potência (UHEs até 50.000 kW) e a empreendimentos de outras fontes (eólica, solar e biomassa) por inúmeras leis posteriores (Leis nº 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 11.943/2009, 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016).

42. Todas essas medidas resultaram na **consolidação da política pública de incentivo a fontes renováveis, na forma de um mercado especial de comercialização de energia, reconhecendo a necessidade de manutenção da garantia da competitividade desses empreendimentos, com status de lei ordinária aprovada por ambas as Casas do Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República.**

43. Em outras palavras, a legislação posterior à edição do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, ao criar o mercado especial para comercialização de energia renovável (por consumidores com carga entre 500 kW e 3.000 kW), revogou, por incompatibilidade, a atribuição conferida pelo dispositivo citado ao poder concedente para reduzir os limites de carga de consumidor potencialmente livre para aquisição de energia elétrica proveniente de fontes convencionais.

44. Vale observar, neste ponto, que todas as alterações promovidas nos limites de carga e tensão posteriores às Leis nº 9.648/1998, seja (i) para modificar a política de incentivos às fontes renováveis; seja (ii) para reduzir os requisitos para os consumidores potencialmente livres existentes à época da publicação da primeira Lei (inclusão do §2º-A no art. 15 da Lei nº 9.074/1995 pela Lei nº 13.360/2016), foram procedidas mediante lei ordinária.

45. O Congresso Nacional, portanto, afirmou e reafirmou a preservação da política pública de estímulo às fontes renováveis, evidenciando a incompatibilidade dessa política pública criada e reafirmada em leis supervenientes com a possibilidade de sua alteração por ato infralegal, tal como consta do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995.

46. Certamente, não sem razão, tem-se a *“Proposta Compilada de Aprimoramento Contemplando todas as Alterações”* disponibilizada pela Consulta Pública nº 033/2017, que previa a alteração dos

limites de carga e tensão de consumidor potencialmente livre na forma de minuta de projeto de lei ordinária.

47. Nesse sentido, as premissas da proposta discutida na referida Consulta Pública foram incorporadas pelos seguintes projetos de lei atualmente em tramitação nas duas Casas do Congresso Nacional, ambos em estágio avançado: (i) PLS nº 232/2016, em tramitação perante o Senado Federal; e (ii) o PL nº 1.917/2015, em tramitação perante a Câmara dos Deputados.

48. A edição da Portaria submetida à Consulta Pública fatalmente ofenderá o princípio constitucional da separação dos poderes, mediante invasão de competência do Poder Legislativo por ato infralegal de Ministro de Estado, pois, sem embargo de eventual discussão sobre a proibição de retrocesso em matéria ambiental ou sobre a razoabilidade/proporcionalidade da medida proposta, somente uma nova lei ordinária, também aprovada pelas duas Casas do Congresso Nacional, teria o condão de alterar, especialmente para restringir, a referida política pública.

49. Nesse particular, a proposta de Portaria submetida à Consulta Pública mostra-se manifestamente ilegal, ultrapassando os limites do poder regulamentar atribuído aos Ministros de Estado, pois inova na ordem jurídica de forma contrária ao disposto na Lei 9.427/1996 (*contra legem*). Assim como se verifica no exercício do poder regulamentar detido pelo Chefe do Poder Executivo, a expedição de instruções pelos Ministros de Estado possui limites bastante claros, destinados a evitar indesejáveis alterações do sentido original das leis, dos decretos e dos regulamentos<sup>13</sup>. Sobre o assunto, assim já se pronunciou o Supremo Tribunal Federal:

**ACÇÃO DIRETA DE INCONSTITUCIONALIDADE (...) - PODER REGULAMENTAR SECUNDÁRIO DESVESTIDO DE CONTEÚDO NORMATIVO PRIMÁRIO - (...) O PODER REGULAMENTAR DEFERIDO AOS MINISTROS DE ESTADO, EMBORA DE EXTRAÇÃO CONSTITUCIONAL, NÃO LEGITIMA A EDIÇÃO DE ATOS NORMATIVOS DE CARÁTER PRIMÁRIO, ESTANDO NECESSARIAMENTE SUBORDINADO, NO QUE CONCERNE AO SEU EXERCÍCIO, CONTEÚDO E LIMITES, AO QUE PRESCREVEM AS LEIS E A CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA.**

- A competência regulamentar deferida aos Ministros de Estado, mesmo sendo de segundo grau, possui inquestionável extração constitucional (CF, art. 87, parágrafo único, II), de tal modo que o poder jurídico

---

<sup>13</sup> Vejamos a doutrina de Celso Bandeira de Mello: *“Tudo que se disse a respeito do regulamento e de seus limites aplica-se, ainda com maior razão, a instruções, portarias, resoluções regimentos ou quaisquer outros atos gerais do Executivo. É que, na pirâmide jurídica, alojam-se em nível inferior ao próprio regulamento. Enquanto este é ato do Chefe do Poder Executivo, os demais assistem a autoridades de escalão mais baixo e, de conseguinte, investidas de poderes menores. (...)*

*Se o regulamento não pode criar direitos ou restrições à liberdade, propriedade e atividades dos indivíduos que já não estejam estabelecidos e restringidos na lei, menos ainda poderão fazê-lo instruções, portaria ou resoluções. Se o regulamento não pode ser instrumento para regular matéria que, por ser legislativa, é insuscetível de delegação, menos ainda poderão fazê-lo atos de estirpe inferior, quais instruções, portarias ou resoluções. Se o Chefe do Poder Executivo não pode assenhorear-se de funções legislativas nem recebê-las para isso por complacência irregular do Poder Legislativo, menos ainda poderão outros órgãos ou entidades da Administração direta ou indireta”.* BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. *Curso de direito administrativo*. São Paulo: Malheiros, 2001. 25.ed. p. 364-365.

de expedir instruções para a fiel execução das leis compõe, no quadro do sistema normativo vigente no Brasil, uma prerrogativa que também assiste, "ope constitutionis", a esses qualificados agentes auxiliares do Chefe do Poder Executivo da União.

- **As instruções regulamentares, quando emanarem de Ministro de Estado, qualificar-se-ão como regulamentos executivos, necessariamente subordinados aos limites jurídicos definidos na regra legal a cuja implementação elas se destinam, pois o exercício ministerial do poder regulamentar não pode transgredir a lei, seja para exigir o que esta não exigiu, seja para estabelecer distinções onde a própria lei não distinguiu**, notadamente em tema de direito tributário. Doutrina. Jurisprudência. (...). (ADI 1075 MC, Relator(a): Min. Celso de Mello, Tribunal Pleno, julgado em 17/06/1998, DJ 24.11.2006.

50. A principal expressão do princípio da legalidade encontra-se no art. 5º, II, da Constituição Federal, que também elenca esse princípio como um dos que regem a Administração Pública, conforme art. 37:

Art. 5º (...) II - ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de lei;

Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

51. Também a Lei nº 9.784/1999, em seu art. 2º e respectivo parágrafo único, traz dispositivos com objetivo de garantir a observância do princípio da legalidade:

Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência.

Parágrafo único. Nos processos administrativos serão observados, entre outros, os critérios de:

I - atuação conforme a lei e o Direito; (...)

VIII – observância das formalidades essenciais à garantia dos direitos dos administrados.

52. Nesse sentido, afirma a doutrina:

Com relação aos administrados, o princípio da legalidade os protege pela instituição da referida reserva legal absoluta, à qual está adstrito todo o Estado, por quaisquer de seus entes, órgãos e agentes, mesmo delegados, de só agir quando exista uma lei que a isso o determine, tal como expresso no referido art. 5º, II, da Constituição<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo *Opus cit.*, p. 86.

53. Em relação ao princípio do paralelismo das formas, em decisão liminar recente concedida em sede de Ação Direta de Inconstitucionalidade, o Ministro Ricardo Lewandowski do Supremo Tribunal Federal (“STF”) reconheceu sua aplicação de maneira a não permitir a dispensa de autorização legislativa prévia para o desfazimento de ato cuja prática demandou a aprovação de lei ou autorização legislativa prévia, *in verbis*:

Destarte, a prerrogativa do controle legislativo decorre da relevância atribuída, pela Constituição, aos preceitos imperativos que regem a atuação do Poder Público, conforme art. 173 da Constituição (segurança nacional ou relevante interesse coletivo), bem como o art. 37, XIX, do mesmo diploma, o qual, ao dispor que “*somente por lei específica poderá ser criada autarquia e autorizada a instituição de empresa pública, de sociedade de economia mista e de fundação, cabendo à lei complementar, neste último caso, definir as áreas de sua atuação*”, aplica-se também à alienação do controle acionário por força do princípio do paralelismo das formas<sup>15</sup>.

54. Da mesma forma, se a política pública foi instituída por lei ordinária, sua alteração, restrição, ampliação ou extinção somente pode ser procedida mediante lei ordinária ou norma de hierarquia superior. Disso decorre que a alteração da política pública de criação de um mercado especial formado por fontes renováveis instituída pela Lei nº 9.648/1998, e consolidada em inúmeras leis posteriores, mediante ato infralegal (Decreto do Poder Executivo ou Portaria, por exemplo) ofende os princípios da legalidade e do paralelismo das formas, além da hierarquia entre as normas do ordenamento jurídico, consistindo em afronta ao princípio constitucional da separação dos poderes.

#### **V.2- Da impossibilidade de representação do poder concedente pelo MME para os fins do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995**

55. No extremo, caso fosse admitida a possibilidade de regulamentação do assunto, ignorando-se a revogação do §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, o instrumento jurídico adequado certamente não seria uma Portaria Ministerial.

56. Nos termos do art. 21, XII, b, da Constituição Federal, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica. Diante

---

<sup>15</sup> Supremo Tribunal Federal (“STF”). ADI 5.624/DF. Liminar concedida pelo Ministro Ricardo Lewandowski. 27.06.2018.

disso, pode-se concluir, de forma objetiva, que o poder concedente, em primeira instância, é a própria União, a quem cabe outorgar os serviços e instalações de energia elétrica.

57. Todavia, em face da necessidade de descentralização e “*distribuição do planejamento, da decisão, da execução e do controle administrativos*”<sup>16</sup>, determinadas competências podem ser delegadas mediante desconcentração hierárquica, no plano federal, a Ministros de Estados, conforme autorizado pelo art. 87, IV, da Constituição Federal:

Art. 87. Os Ministros de Estado serão escolhidos dentre brasileiros maiores de vinte e um anos e no exercício dos direitos políticos.

Parágrafo único. Compete ao Ministro de Estado, além de outras atribuições estabelecidas nesta Constituição e na lei:

I - exercer a orientação, coordenação e supervisão dos órgãos e entidades da administração federal na área de sua competência e referendar os atos e decretos assinados pelo Presidente da República;

II - expedir instruções para a execução das leis, decretos e regulamentos;

III - apresentar ao Presidente da República relatório anual de sua gestão no Ministério;

IV - **praticar os atos pertinentes às atribuições que lhe forem outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República** – sem grifos no original.

58. A doutrina conceitua a desconcentração hierárquica e seus limites da seguinte maneira:

A descentralização hierárquica ou desconcentração é a que se opera pela subdivisão de um ente e direito público ou de um órgão, em entes ou órgãos menores, que mantêm entre si relações diretas de subordinação e de coordenação, visando à especialização de funções e à gradação de responsabilidades entre eles.

As mais importantes figuras da desconcentração hierárquica são os ministérios, no plano federal, as secretarias, nos demais planos federativos, seguindo-se os departamentos, divisões, seções, serviços e outros órgãos, que **podem ser autônomos ou semiautônomos**, com ou sem denominação específica, **embora todos dotados da autonomia administrativa limitada e necessária ao exercício das respectivas competências, de modo a atuar sempre sem ruptura da linha hierárquica central** e sem criação de um novo ente<sup>17</sup> – sem grifos no original.

59. Assim, os arts. 11 e seguintes da Lei nº 9.784/1999 estabelecem as regras para exercício e delegação de competências no âmbito da Administração Pública Federal. Na forma do art. 11, “a

<sup>16</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. **Curso de direito administrativo: parte introdutória, parte geral e parte especial**. 16. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro : Forense, 2014, p. 135.

<sup>17</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. *Opus cit*, p. 136.

*competência é irrenunciável e se exerce pelos órgãos administrativos a que foi atribuída como própria, salvo os casos de delegação e avocação legalmente admitidos”.*

60. Nesse sentido, a competência deve ser exercida pelo órgão a quem foi atribuída originariamente, salvo casos de delegação legalmente admitidos, mediante ato publicado em meio oficial (art. 14 da Lei nº 9.784/1999<sup>18</sup>). É nessa medida que a competência representa um dos elementos constitutivos essenciais do ato administrativo, juntamente com a finalidade, forma, motivo e objeto, e sua delegação somente pode ser explícita.

Competência é, portanto, uma expressão funcional qualitativa e quantitativa do poder estatal, que a lei atribui às entidades, órgãos ou agentes públicos, para executar sua vontade<sup>19</sup>.

61. Conforme disposto no art. 87 da Constituição Federal, já transcrito, os Ministros de Estado podem praticar os atos pertinentes às atribuições outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República. Diante disso, pode-se concluir que **o Ministro de Estado de Minas e Energia pode praticar atos pertinentes às atribuições do poder concedente em relação aos serviços e instalações de energia elétrica, desde que outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República mediante ato específico publicado em meio oficial**. Assim, por exemplo, o Decreto nº 7.805/2012, que regulamentou a Medida Provisória (“MP”) nº 579/2012, estabeleceu o seguinte em seu art. 17:

Art. 17. No Setor Elétrico, o poder concedente é representado pelo Ministério de Minas e Energia para os fins do disposto na Medida Provisória nº 579, de 2012, e neste Decreto.

62. Como se pode observar, a norma é expressa no sentido de delegar ao MME a atribuição de representação do poder concedente especificamente para os fins do disposto na MP nº 579/2012 e no Decreto nº 7.805/2012. O mesmo ocorre com a celebração, na outorga de concessões, dos respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, função atribuída expressamente ao MME, na forma do art. 62 do Decreto nº 5.163/2004, *in verbis*:

Art. 62. O Ministério de Minas e Energia deverá celebrar, na outorga de concessões, os respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, observado o disposto nos arts. 19 a 21.

---

<sup>18</sup> Art. 14. O ato de delegação e sua revogação deverão ser publicados no meio oficial.

<sup>19</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo *Opus cit.*, p. 152.

63. Todavia, em relação ao disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, não se identifica qualquer delegação expressa ao MME para o exercício da competência nele prevista, como se pode depreender dos Decretos nº 1.717/1995<sup>20</sup> e 2.003/1996<sup>21</sup>, que regulamentaram alguns dispositivos da referida Lei. Desse modo, pode-se concluir que o **MME não detém competência para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o referido dispositivo, sendo ilegal a eventual emissão de Portaria que estabeleça a redução dos limites de carga para enquadramento de consumidor potencialmente livre.**

## VI- CONCLUSÕES

64. No que diz respeito ao cerne da consulta, pode-se concluir que a minuta de Portaria submetida à Consulta Pública é ilegal, pois:

- (i) o §3º do art. 15 da Lei nº 9.075/1995 foi revogado por incompatibilidade com o disposto no art. 26, §5º da Lei 9.427/1996, que, mediante lei posterior, instituiu política pública de incentivo a fontes renováveis, sucessivamente preservada pelo Congresso Nacional, estabelecendo mercado especial para a comercialização de energia por consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW; e
- (ii) o Exmo. Ministro de Minas e Energia não detém competência delegada em ato publicado em meio oficial para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o art. 15, §3º, da Lei nº 9.075/1995, ainda que tal dispositivo produzisse efeitos no ordenamento jurídico.

65. Sem embargo de eventual discussão sobre o conteúdo material da proposta submetida à Consulta Pública, tem-se que, em face dos princípios da separação dos poderes, da legalidade, da hierarquia entre as normas do ordenamento jurídico e do paralelismo das formas, a modificação da política pública de estímulos às fontes renováveis somente poderia ser procedida mediante lei

---

<sup>20</sup> Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências.

<sup>21</sup> Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

ordinária, aprovada pelas duas Casas do Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República. Dessa forma, a edição da Portaria submetida à Consulta Pública produzirá indesejável insegurança jurídica nas relações a serem pactuadas com base no ato infralegal ilegal, prejudicando o desenvolvimento equilibrado e sustentável do mercado de energia elétrica.

São essas as considerações sobre o objeto da presente consulta.

Atenciosamente.

Brasília, 17 de dezembro de 2018

**Guilherme Pereira Baggio**  
OAB/DF nº 28.053 e RS nº 46.127

**Lucas Pereira Baggio**  
OAB DF 32.180 e RS 58.408

Brasília, 09 de janeiro de 2019.

Exmo. Sr.

**ALMIRANTE BENTO COSTA LIMA LEITE DE ALBUQUERQUE JUNIOR**

Ministro

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 8º andar

70.065-900 - Brasília – DF

MME - PROTOCOLO GERAL

Recebido às 11:36 horas.

Em 09 / 01 / 19

Kara Custina  
Assinatura

**Assunto:** Recurso administrativo em face da Portaria nº 514, de 27.12.2018, que prevê a diminuição dos limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores a partir de 01.07.2019.

**Processo:** 48300.001446/2018-31.

A Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa ("ABRAGEL"), na condição de entidade que representa o interesse de 279 (duzentos e setenta e nove) associados que atuam no mercado de geração de energia elétrica a partir da exploração de potenciais hidráulicos de até 50 MW enquadrados como Centrais Geradoras Hidrelétricas ("CGH"), Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCH") e Usinas Hidrelétricas ("UHE"), vem, respeitosamente, por seu representante legal, interpor o presente **RECURSO ADMINISTRATIVO COM PEDIDO DE EFEITO SUSPENSIVO** contra a Portaria nº 514/2018, que, a pretexto de regulamentar o disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, diminuiu os limites de carga para contratação livre de energia elétrica por parte de consumidores, sob os seguintes fundamentos.

#### I- DO CABIMENTO E DA TEMPESTIVIDADE

1. Nos termos do art. 56 da Lei do Processo Administrativo Federal, Lei nº 9.784/1999, “*das decisões administrativas cabe recurso, em face de razões de legalidade e de mérito*”. Além disso, o art. 59 dispõe que, “*salvo disposição legal específica, é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão recorrida*”.
2. A Portaria nº 514/2018, que indubitavelmente se trata de uma decisão administrativa do Ministério de Minas e Energia (“MME”) no âmbito da Consulta Pública nº 063/2018, foi (i) editada, como um dos atos derradeiros da gestão anterior, em 27.12.2018; e (ii) publicada em 28.12.2018, uma sexta-feira, de modo que o prazo passa a ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente, 31.12.2018 (segunda-feira). Diante disso, o prazo para interposição do recurso administrativo venceria em 09.01.2018 (quarta-feira), o que demonstra a tempestividade do presente recurso.

## II- DO OBJETO DO RECURSO ADMINISTRATIVO

3. O presente recurso administrativo tem por objetivo demonstrar que a Portaria MME nº 514/2018 deve ser, (i) sob o aspecto jurídico-formal, **anulada** em virtude de ao menos dois vícios de nulidade; ou, subsidiariamente, (ii) no mérito, **reformada**, por critérios de conveniência e oportunidade.
4. O ato recorrido é, supostamente, resultado da Consulta Pública nº 063/2018, instaurada pelo MME a partir da Portaria nº 495/2018, publicada em 11.12.2018. A referida Consulta apresentou proposta de modificação das regras de contratação no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), com prazo de apenas cinco dias úteis para recebimento de contribuições, isto é, até 17.12.2018. Segundo a proposta, seria publicada uma Portaria ministerial a fim de reduzir o limite de carga para consumidor

livre (arts. 15 e 16) (i) de 3.000 kW para 2.500 kW, a partir de 01.07.2019 e (ii) de 2.500 kW para 2.000 kW, a partir de 01.01.2020.

5. No prazo assinalado de contribuições, esta Associação apresentou suas preocupações e seu entendimento sobre a medida proposta, em especial quanto ao aspecto de legalidade da via adotada (Portaria ministerial). No entanto, na linha do que fora proposto, e sem disponibilizar previamente qualquer análise acerca das contribuições apresentadas, o MME publicou a Portaria nº 514/2018, com o seguinte teor:

**PORTARIA Nº 514 DE 27 DE DEZEMBRO DE 2018.**

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48300.001446/2018-31, resolve:

Art. 1º Regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.

§1º A partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§2º A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

6. Como se pode observar, o ato administrativo ora recorrido, apesar de sua concisão e aparente simplicidade, impacta de forma significativa o mercado de energia elétrica, ao ampliar o espectro de consumidores de energia elétrica que podem

contratar sua demanda no ACL a partir de qualquer tipo de fonte, afrontando a política pública criada e consolidada em diversos atos legais.

7. A Portaria nº 514/2018 teria por fundamento o disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, que prevê a possibilidade de diminuição dos limites de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 pelo poder concedente após oito anos da publicação da referida lei.

8. Ocorre que, como exposto na contribuição apresentada pela ABRAGEL no âmbito da Consulta Pública, e na Opinião Jurídica que a acompanhou, a medida afeta política pública de incentivo a fontes alternativas renováveis instituída por Lei posterior ao art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995.

9. Dessa forma, sob o ponto de vista jurídico-formal, verifica-se que a Portaria nº 514/2018 está eivada de vício de legalidade, uma vez que (i) a política pública de incentivo às fontes renováveis instituída pela Lei nº 9.648/1998, com a criação do mercado especial para consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW, não pode ser alterada por ato infralegal; e (ii) não há delegação de competência para que o Exmo. Ministro de Estado de Minas e Energia represente o poder concedente na regulamentação do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995.

10. Diante disso, a forma juridicamente adequada para alterar, ampliar, restringir ou mesmo extinguir a referida política pública de incentivo às fontes renováveis seria a aprovação de Lei pelas duas Casas do Congresso Nacional, com sanção pelo Presidente da República. Essa foi, aliás, a linha adotada na Consulta Pública nº 033/2017, cujas conclusões foram compiladas em uma minuta de projeto de lei que serviu de fonte para apresentação de substitutivos nos projetos de lei atualmente em tramitação (i) na Câmara dos Deputados (PL nº 1.917/2015) e (ii) no Senado Federal (PLS nº 232/2016). Com a apresentação dos substitutivos, os referidos projetos de lei passaram a tratar de matéria idêntica.

11. Nesse contexto, a Portaria resultante da Consulta Pública nº 063/2018 produz indesejável insegurança nas relações a serem pactuadas com base no ato infralegal ilegal, prejudicando o desenvolvimento equilibrado e sustentável do mercado de energia elétrica.
12. Quanto ao mérito da proposta, também no mesmo sentido da contribuição apresentada anteriormente, a redução dos limites de carga e tensão para acesso ao Mercado Livre foi bastante debatida quando da Consulta Pública nº 033/2017. Nela, a ABRAGEL se posicionou de forma a solicitar que a abertura ocorresse somente após a realização de ajustes prévios necessários para assegurar a competição isonômica entre os agentes e evitar que eventuais benefícios decorrentes da maior competição não se concretizem, por estarem mascarados por subsídios ocultos, conforme será detalhado em tópico específico.
13. Não sem razão, em suas conclusões no âmbito da Consulta Pública nº 033/2017, constantes da *"Proposta Compilada de Aprimoramento Contemplando todas as Alterações"*, **o próprio MME concordou que a abertura do mercado deve ser gradativa e concatenada com uma série de outros ajustes** com o objetivo de (i) mitigar as incertezas desse processo de liberalização, (ii) racionalizar os subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores; e (iii) assegurar a competição isonômica entre os agentes.
14. Dessa forma, com a ressalva de todos os direitos de seus associados, a recorrente requer, subsidiariamente, que seja efetivamente adotado esse procedimento de ajuste gradual e concomitante com os outros elementos discutidos na CP nº 033/2017.
15. Diante disso, tem-se que a Portaria nº 514/2018 deve ser (i) anulada em face dos vícios de legalidade nela presentes, ou (ii) reformada por razões de conveniência e

oportunidade, conforme previsto no art. 53 da Lei 9.784/1999<sup>1</sup>, de acordo com as razões abaixo deduzidas.

### **III- DOS VÍCIOS DE NULIDADE DA PORTARIA Nº 514/2018**

16. A Portaria nº 514/2018 apresenta ao menos os dois vícios de legalidade apontados abaixo:

(i) o §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995 foi tacitamente revogado por incompatibilidade com o disposto no art. 26, §5º da Lei 9.427/1996, que, mediante lei posterior (Lei nº 9.648/1998), instituiu política pública de incentivo a fontes renováveis, sucessivamente preservada pelo Congresso Nacional (Leis nº 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 11.943/2009, 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016), ao estabelecer mercado especial para a comercialização de energia com consumidores com carga igual ou maior que 500 kW e inferior a 3.000 kW; e

(ii) O Exmo. Ministro de Minas e Energia não detém competência delegada em ato publicado em meio oficial para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, ainda que esse dispositivo não houvesse sido revogado por incompatibilidade com o art. 26, §5º da Lei 9.427/1996.

#### ***III.1- Da revogação tácita do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995 a partir da instituição do mercado especial de energia elétrica pela Lei nº 9.648/1998***

17. Em um contexto de tentativas de redefinição do papel do Estado e de liberalização do mercado de energia elétrica na década de 1990, foi editada a Medida

---

<sup>1</sup> "Art. 53. A Administração deve anular seus próprios atos, quando eivados de vício de legalidade, e pode revogá-los por motivo de conveniência ou oportunidade, respeitados os direitos adquiridos".

Provisória nº 890/1995, que estabeleceu tratamento específico para a indústria da eletricidade, posteriormente, convertida na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>2</sup>, publicada em 08.07.1995.

18. O art. 15, *caput*, da referida Lei de Conversão previu que a prorrogação das atuais e das novas concessões seria feita sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV<sup>3</sup>. Na forma do *caput*, tais consumidores passariam a poder optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com Produtor Independente de Energia Elétrica (“PIE”)<sup>4</sup>.

19. Além disso, os parágrafos do mesmo artigo previram a redução dos limites de carga e tensão de forma gradativa nos anos seguintes à publicação da Lei nº 9.074/1995 para os consumidores existentes, conforme abaixo:

- (i) Decorridos três anos, os consumidores referidos no artigo passariam a poder estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais (§1º); e
- (ii) Decorridos cinco anos, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV passariam a poder optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autoritário de energia elétrica do sistema (§2º).

<sup>2</sup> A referida norma foi reeditada sucessivamente pelas Medidas Provisórias nºs 937, 966, 991, e 1.017, todas de 1995, e esta última foi finalmente convertida na Lei 9.074/1995.

<sup>3</sup> Vale destacar que o art. 15, §6º, assegurou ao fornecedor e aos respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

<sup>4</sup> A figura do PIE foi criada pela própria Lei nº 9.074/1995, conforme art. 11: “Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

20. Além disso, o §3º do art. 15 estabeleceu que o poder concedente poderia diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos nos arts. 15 e 16 após oito anos da publicação da Lei nº 9.074/1995.

21. O art. 16, por sua vez, estabeleceu para os novos consumidores com carga igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, a livre escolha do fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica<sup>5</sup>.

22. Após a edição da Lei nº 9.074/1995, que trouxe significativas alterações no modelo setorial, foi instituído, em 1996, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (“Projeto RE-SEB”), a fim de dar seguimento às reformas estruturantes do setor elétrico brasileiro, em especial no que concerne (i) a estímulos à concorrência nos segmentos de geração e comercialização, (ii) à desverticalização das atividades, (iii) ao livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão e distribuição e (iv) à instituição de um ente regulador e fiscalizador dos serviços e instalações de energia elétrica.

23. Em 27.12.1996, foi publicada a Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Em seu art. 26, I, a referida Lei previu o regime de autorização para aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a mil kW e igual ou inferior a dez mil kW, destinado à produção independente<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> A alteração posterior mais significativa promovida diretamente nos limites de carga e tensão dos consumidores potencialmente livres dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 sobreveio somente com a edição da Lei nº 13.360/2016, que inseriu o §2º-A no art. 15, *in verbis*: “Art. 15 (...) § 2º-A. A partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores que, em 7 de julho de 1995, consumirem carga igual ou superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e forem atendidos em tensão inferior a 69 kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizatário de energia elétrica do sistema”.

<sup>6</sup> Pela legislação anterior (art. 5º da Lei nº 9.074/1995), a exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW era sujeita à outorga de concessão, mediante licitação.

24. Com o avanço e conclusão dos estudos e análises formulados no âmbito do RE-SEB, foram promovidas novas alterações significativas no modelo setorial, em especial nas Leis nº 9.074/1995 e 9.427/1996, mediante a publicação, em 28.05.1998, da Lei nº 9.648/1998. Para os fins do presente recurso, vale citar as alterações abaixo resumidas:

- (i) A compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados passa a ser de livre negociação (art. 10 da Lei nº 9.648/1998);
- (ii) É criada a figura do agente comercializador, com atuação no mercado livre de energia elétrica, mediante autorização da ANEEL (art. 26, II, da Lei nº 9.427/1996);
- (iii) O regime de autorização é estendido para aproveitamentos de potencial hidráulico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH (art. 26, I, da Lei nº 9.427/1996);
- (iv) É atribuído às PCHs (art. 26, I, da Lei nº 9.427/1996) um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (“desconto no fio”), de forma a garantir a competitividade à energia ofertada pelo empreendimento (art. 26, §1º);
- (v) É possibilitada às PCHs a comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

25. Observa-se, assim, que, em meio a inúmeras medidas para expansão e liberalização do mercado de energia elétrica, a Lei nº 9.648/1998 procurou assegurar a competitividade da energia elétrica proveniente de PCHs, como medida voltada ao estímulo à geração de energia limpa e renovável. Para tanto, instituiu ao menos três mecanismos mediante alterações na Lei nº 9.427/1996: (i) flexibilização do procedimento de outorga, que passa a ser de autorização, dispensada de licitação; (ii) atribuição de desconto no fio; e (iii) instituição da possibilidade de livre comercialização com consumidores com carga maior ou igual a 500 kW.

26. Essas medidas vêm atender aos anseios da Constituição Federal, cujo art. 225 prevê que *“todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”*. Assim, a adoção de políticas públicas em favor do meio ambiente, considerado direito fundamental de terceira geração, tem sido considerada como um dever do Estado, em todos os seus níveis, para benefício da coletividade.

27. De modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição determina a observância do princípio da *“defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”*.

28. Posteriormente, essa rede de proteção e de incentivos foi estendida a outros aproveitamentos e fontes renováveis, conforme resumo abaixo:

(i) **Desconto no fio (art. 26, §1º, da Lei nº 9.427/1996):**

- a. A Lei nº 10.438/2002 determinou a incidência do desconto na produção e no consumo da energia e estendeu sua aplicação a empreendimentos de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, dentro dos limites de potência estabelecidos para PCHs;
- b. A Lei nº 10.762/2003 estendeu o desconto para empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW;
- c. A Lei nº 13.097/2015<sup>7</sup> promoveu adequações a legislações posteriores, de forma a tornar mais claro o dispositivo;

---

<sup>7</sup> Essa Lei adequou o dispositivo em face de alteração por ela própria promovida no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, que ampliou de 1.000 kW para 3.000 kW a potência de referência para dispensa de concessão, permissão ou autorização para exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos.

- d. A Lei nº 13.203/2015 promoveu adequações a legislações posteriores, de forma a tornar mais claro o dispositivo<sup>8</sup> e estendeu o incentivo à parcela de autoprodução para empreendimentos que entrassem em operação comercial a partir de 01.01.2016; e
- e. Por fim, a Lei 13.360/2016 promoveu novas adequações<sup>9</sup> e fez referência expressa à energia elétrica proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.
- (ii) **Comercialização com consumidores especiais (art. 26, §5º, da Lei nº 9.427/1996):**
- a. A Lei nº 10.438/2002 estendeu o incentivo para empreendimentos a partir de fontes eólica, biomassa ou solar;
- b. A Lei nº 10.762/2003 (i) estendeu o incentivo para empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW; (ii) estabeleceu o limite superior da potência das fontes eólica, biomassa ou solar em 30.000 kW; e (iii) previu a possibilidade de 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;
- c. A Lei nº 11.488/2007 alterou o limite de “potência instalada” para “potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição” para as fontes solar, eólica e biomassa;
- d. A Lei nº 11.943/2009<sup>10</sup> estendeu o incentivo para aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, independentemente de ter ou não característica de PCH, e ampliou o limite superior da potência dos empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa para 50.000 kW; e

<sup>8</sup> A referida Lei retirou o trecho final do inciso “comercializada pelos aproveitamentos”, a fim de referir-se expressamente a toda a energia elétrica produzida.

<sup>9</sup> Essa Lei adequou o dispositivo em face de alteração por ela própria promovida no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, que ampliou de 1.000 kW para 5.000 kW a potência de referência para dispensa de concessão, permissão ou autorização para exploração de aproveitamentos de potenciais hidráulicos

<sup>10</sup> Essa Lei inseriu o inciso VI no *caput* do art. 26, a fim de inserir esses empreendimentos no rol de aproveitamentos sujeitos à autorização da ANEEL.

- e. Por fim, as Leis nº 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016 promoveram adequações e ajustes similares aos que foram feitos em relação ao desconto no fio.

29. Desse modo, a redação em vigor dos §§1º e 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 se encontra da seguinte forma:

Art. 26 (...)

§1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

I – comercializada pelos aproveitamentos; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

(...)

§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por **comunhão de interesses de fato ou de direito**, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados

às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016).

30. Pode-se afirmar, assim, que a Lei nº 9.648/1998 instituiu políticas públicas de incentivo às PCHs, com o objetivo de assegurar a competitividade dessa fonte renovável e limpa em um cenário de competição injusta com fontes convencionais amortizadas e subsidiadas, conforme será abordado em tópico específico.

Ademais, as referidas políticas públicas foram ratificadas e ampliadas para aproveitamentos hidráulicos de maior e menor potência e para outras fontes por inúmeras leis posteriores, inclusive mais recentes, que reforçaram a necessidade de assegurar a competitividade das fontes amparadas pelos incentivos legais.

31. No que concerne ao mercado de energia especial, a política pública fixada em Lei restringe somente aos empreendimentos por ela alcançados a possibilidade de celebração de contratos no ACL com consumidores ou conjunto de consumidores em comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e inferior a 3.000 kW.

32. Todavia, a Portaria nº 514/2018, a partir de ato infralegal, modifica significativamente o conteúdo protetivo e a salvaguarda da política pública definida em lei para as fontes renováveis, ao permitir que consumidores entre 2.000 kW e 3.000 kW adquiram energia elétrica proveniente de quaisquer tipos de fonte. Esse impacto é reconhecido no Ofício nº 421, de 04.12.2018, da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), que traz uma avaliação sobre possíveis impactos decorrentes da redução do limite de carga:

2. Ressalta-se, preliminarmente, que unidades consumidoras com carga entre 2 MW e 3 MW já podem ter a energia elétrica adquirida no Ambiente de Contratação Livre - ACL, de modo que a "flexibilização" dos critérios de acesso ao ACL diz respeito tão somente ao tipo de energia que se possa contratar. Esses consumidores, que atualmente só

podem adquirir energia no ACL proveniente de fonte especial, passam a acessar a fonte convencional.

3. Destaca-se que essa medida aumenta a oferta de energia para as unidades consumidores com carga entre 2 MW e 3 MW, que poderão adquirir energia proveniente de qualquer fonte, introduzindo novo estímulo a competição, sendo esperada possível redução de preços no ambiente até então restrito às fontes especiais. O aumento da competitividade poderá ocorrer inclusive no eventual mercado especial remanescente (entre 0,5 MW e 2 MW), podendo-se inferir que parte da energia especial comercializada com consumidores com carga superior a 2 MW passaria a ser comercializada com consumidores com patamares menores de carga.

33. Desse modo, observa-se que o ato infralegal derroga política pública estabelecida pela Lei nº 9.648/1998 e consolidada por inúmeras leis posteriores (Leis nº 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 11.943/2009, 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016). Esses atos reconhecem a **necessidade de manutenção da garantia da competitividade desses empreendimentos, com status de lei ordinária aprovada por ambas as Casas do Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República.**

34. Em outras palavras, a legislação posterior à edição do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, ao criar o mercado especial para comercialização de energia renovável (por consumidores com carga entre 500 kW e 3.000 kW), revogou tacitamente, por incompatibilidade, a atribuição conferida pelo dispositivo citado ao poder concedente para reduzir os limites de carga de consumidor potencialmente livre para aquisição de energia elétrica proveniente de fontes convencionais. Esse é o teor do art. 2º, §1º, da Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro (Decreto-Lei nº 4.657/1942), segundo o qual *"a lei posterior revoga a anterior quando (...) seja com ela incompatível"*.

35. Vale observar, neste ponto, que todas as alterações promovidas nos limites de carga e tensão posteriores às Leis nº 9.648/1998, seja (i) para modificar a política de incentivos às fontes renováveis; seja (ii) para reduzir os requisitos para os consumidores potencialmente livres existentes à época da publicação da primeira Lei (inclusão do §2º-

A no art. 15 da Lei nº 9.074/1995 pela Lei nº 13.360/2016), foram procedidas mediante lei ordinária.

36. O Congresso Nacional, com isso, afirmou e reafirmou a preservação da política pública de estímulo às fontes renováveis, evidenciando a incompatibilidade dessa política pública criada e reafirmada em leis supervenientes com a possibilidade de sua alteração por ato infralegal, tal como consta do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995.

37. Certamente, não sem razão, tem-se a “*Proposta Compilada de Aprimoramento Contemplando todas as Alterações*” disponibilizada pela Consulta Pública nº 033/2017, que previa a alteração dos limites de carga e tensão de consumidor potencialmente livre na forma de minuta de projeto de lei ordinária<sup>11</sup>.

38. Nesse sentido, **a Portaria nº 514/2018 ofende o princípio constitucional da separação dos poderes, mediante invasão de competência do Poder Legislativo por ato infralegal de Ministro de Estado**. Isso porque, sem embargo de eventual discussão sobre a proibição de retrocesso em matéria ambiental ou sobre a razoabilidade/proporcionalidade da medida proposta, somente uma nova lei ordinária, também aprovada pelas duas Casas do Congresso Nacional, teria o condão de alterar, especialmente para restringir, a referida política pública.

39. Nesse particular, a referida Portaria, resultante da Consulta Pública nº 063/2018, mostra-se manifestamente ilegal, ultrapassando os limites do poder regulamentar atribuído aos Ministros de Estado, pois inova na ordem jurídica de forma contrária ao disposto na Lei nº 9.427/1996 (*contra legem*). Assim como se verifica no exercício do poder regulamentar detido pelo Chefe do Poder Executivo, a expedição de instruções pelos Ministros de Estado possui limites bastante claros, destinados a evitar indesejáveis

---

<sup>11</sup> As premissas da proposta discutida na referida Consulta Pública foram incorporadas pelos seguintes projetos de lei atualmente em tramitação nas duas Casas do Congresso Nacional, ambos em estágio avançado: (i) PLS nº 232/2016, em tramitação perante o Senado Federal; e (ii) o PL nº 1.917/2015, em tramitação perante a Câmara dos Deputados.

alterações do sentido original das leis, dos decretos e dos regulamentos. Sobre o assunto, assim já se pronunciou o Supremo Tribunal Federal:

**AÇÃO DIRETA DE INCONSTITUCIONALIDADE (...) - PODER REGULAMENTAR SECUNDÁRIO DESVESTIDO DE CONTEÚDO NORMATIVO PRIMÁRIO - (...) O PODER REGULAMENTAR DEFERIDO AOS MINISTROS DE ESTADO, EMBORA DE EXTRAÇÃO CONSTITUCIONAL, NÃO LEGITIMA A EDIÇÃO DE ATOS NORMATIVOS DE CARÁTER PRIMÁRIO, ESTANDO NECESSARIAMENTE SUBORDINADO, NO QUE CONCERNE AO SEU EXERCÍCIO, CONTEÚDO E LIMITES, AO QUE PRESCREVEM AS LEIS E A CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA.**

- A competência regulamentar deferida aos Ministros de Estado, mesmo sendo de segundo grau, possui inquestionável extração constitucional (CF, art. 87, parágrafo único, II), de tal modo que o poder jurídico de expedir instruções para a fiel execução das leis compõe, no quadro do sistema normativo vigente no Brasil, uma prerrogativa que também assiste, "ope constitutionis", a esses qualificados agentes auxiliares do Chefe do Poder Executivo da União.

- **As instruções regulamentares, quando emanarem de Ministro de Estado, qualificar-se-ão como regulamentos executivos, necessariamente subordinados aos limites jurídicos definidos na regra legal a cuja implementação elas se destinam, pois o exercício ministerial do poder regulamentar não pode transgredir a lei, seja para exigir o que esta não exigiu, seja para estabelecer distinções onde a própria lei não distinguiu**, notadamente em tema de direito tributário. Doutrina. Jurisprudência. (...). (ADI 1075 MC, Relator(a): Min. Celso de Mello, Tribunal Pleno, julgado em 17/06/1998, DJ 24.11.2006.

40. A principal expressão do princípio da legalidade encontra-se no art. 5º, II, da Constituição Federal, que também elenca esse princípio como um dos que regem a Administração Pública, conforme art. 37:

Art. 5º (...) II - ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de lei;

Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

41. Também a Lei nº 9.784/1999, em seu art. 2º e respectivo parágrafo único, traz dispositivos com objetivo de garantir a observância do princípio da legalidade:

Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência.

Parágrafo único. Nos processos administrativos serão observados, entre outros, os critérios de:

I - atuação conforme a lei e o Direito; (...)

VIII – observância das formalidades essenciais à garantia dos direitos dos administrados.

42. Nesse sentido, afirma a doutrina:

Com relação aos administrados, o princípio da legalidade os protege pela instituição da referida reserva legal absoluta, à qual está adstrito todo o Estado, por quaisquer de seus entes, órgãos e agentes, mesmo delegados, de só agir quando exista uma lei que a isso o determine, tal como expresso no referido art. 5º, II, da Constituição<sup>12</sup>.

43. Além disso, em decisão liminar recente concedida em sede de Ação Direta de Inconstitucionalidade, o Ministro Ricardo Lewandowski do Supremo Tribunal Federal (“STF”) reconheceu a aplicação do princípio do paralelismo das formas, de maneira a não permitir a dispensa de autorização legislativa prévia para o desfazimento de ato cuja prática demandou a aprovação de lei ou autorização legislativa prévia, *in verbis*:

Destarte, a prerrogativa do controle legislativo decorre da relevância atribuída, pela Constituição, aos preceitos imperativos que regem a atuação do Poder Público, conforme art. 173 da Constituição (segurança nacional ou relevante interesse coletivo), bem como o art. 37, XIX, do mesmo diploma, o qual, ao dispor que “*somente por lei específica poderá ser criada autarquia e autorizada a instituição de empresa pública, de sociedade de economia mista e de fundação, cabendo à lei complementar, neste último*

<sup>12</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo *Opus cit.*, p. 86.

*caso, definir as áreas de sua atuação”, aplica-se também à alienação do controle acionário por força do princípio do paralelismo das formas<sup>13</sup>.*

44. Da mesma forma, se a política pública foi instituída por lei ordinária, sua alteração, restrição, ampliação ou extinção somente pode ser procedida mediante lei ordinária ou norma de hierarquia superior. Disso decorre que a alteração da política pública de criação de um mercado especial formado por fontes renováveis instituída pela Lei nº 9.648/1998, e consolidada em inúmeras leis posteriores, mediante ato infralegal (Decreto do Poder Executivo ou Portaria, por exemplo) ofende os princípios da legalidade e do paralelismo das formas, além da hierarquia entre as normas do ordenamento jurídico, consistindo em afronta ao princípio constitucional da separação dos poderes.

***III.2- Da inexistência de delegação de competência para que o MME represente o poder concedente para os fins do art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995***

45. No extremo, caso fosse admitida a possibilidade de regulamentação do assunto, ignorando-se a revogação do §3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995 pela Lei nº 9.648/1998, o instrumento jurídico adequado certamente não seria uma Portaria Ministerial.

46. Nos termos do art. 21, XII, b, da Constituição Federal, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica. Diante disso, pode-se concluir, de forma objetiva, que o poder concedente, em primeira instância, é a própria União, a quem cabe outorgar os serviços e instalações de energia elétrica.

---

<sup>13</sup> Supremo Tribunal Federal (“STF”). ADI 5.624/DF. Liminar concedida pelo Ministro Ricardo Lewandowski. 27.06.2018.

47. Todavia, em face da necessidade de descentralização e “*distribuição do planejamento, da decisão, da execução e do controle administrativos*”<sup>14</sup>, determinadas competências podem ser delegadas mediante desconcentração hierárquica, no plano federal, a Ministros de Estados, conforme autorizado pelo art. 87, IV, da Constituição Federal:

Art. 87. Os Ministros de Estado serão escolhidos dentre brasileiros maiores de vinte e um anos e no exercício dos direitos políticos.

Parágrafo único. Compete ao Ministro de Estado, além de outras atribuições estabelecidas nesta Constituição e na lei:

I - exercer a orientação, coordenação e supervisão dos órgãos e entidades da administração federal na área de sua competência e referendar os atos e decretos assinados pelo Presidente da República;

II - expedir instruções para a execução das leis, decretos e regulamentos;

III - apresentar ao Presidente da República relatório anual de sua gestão no Ministério;

IV - **praticar os atos pertinentes às atribuições que lhe forem outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República – sem grifos no original.**

48. A doutrina conceitua a desconcentração hierárquica e seus limites da seguinte maneira:

A descentralização hierárquica ou desconcentração é a que se opera pela subdivisão de um ente e direito público ou de um órgão, em entes ou órgãos menores, que mantêm entre si relações diretas de subordinação e de coordenação, visando à especialização de funções e à gradação de responsabilidades entre eles.

As mais importantes figuras da desconcentração hierárquica são os ministérios, no plano federal, as secretarias, nos demais planos federativos, seguindo-se os departamentos, divisões, seções, serviços e outros órgãos, que podem ser autônomos ou

<sup>14</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. **Curso de direito administrativo: parte introdutória, parte geral e parte especial**. 16. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro : Forense, 2014, p. 135.

semiautônomos, com ou sem denominação específica, embora todos dotados da autonomia administrativa limitada e necessária ao exercício das respectivas competências, de modo a atuar sempre sem ruptura da linha hierárquica central e sem criação de um novo ente<sup>15</sup> – sem grifos no original.

49. Assim, os arts. 11 e seguintes da Lei nº 9.784/1999 estabelecem as regras para exercício e delegação de competências no âmbito da Administração Pública Federal. Na forma do art. 11, *“a competência é irrenunciável e se exerce pelos órgãos administrativos a que foi atribuída como própria, salvo os casos de delegação e avocação legalmente admitidos”*.

50. Nesse sentido, a competência deve ser exercida pelo órgão a quem foi atribuída originariamente, salvo casos de delegação legalmente admitidos, mediante ato publicado em meio oficial (art. 14 da Lei nº 9.784/1999<sup>16</sup>). É nessa medida que a competência representa um dos elementos constitutivos essenciais do ato administrativo, juntamente com a finalidade, forma, motivo e objeto, e sua delegação somente pode ser explícita.

Competência é, portanto, uma expressão funcional qualitativa e quantitativa do poder estatal, que a lei atribui às entidades, órgãos ou agentes públicos, para executar sua vontade<sup>17</sup>.

51. Conforme disposto no art. 87 da Constituição Federal, já transcrito, os Ministros de Estado podem praticar os atos pertinentes às atribuições outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República. Diante disso, pode-se concluir que **o Ministro de Estado de Minas e Energia pode praticar atos pertinentes às atribuições do poder concedente em relação aos serviços e instalações de energia elétrica, desde que outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República mediante ato específico publicado em meio**

<sup>15</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. *Opus cit.*, p. 136.

<sup>16</sup> Art. 14. O ato de delegação e sua revogação deverão ser publicados no meio oficial.

<sup>17</sup> MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo *Opus cit.*, p. 152.

**oficial.** Assim, por exemplo, o Decreto nº 7.805/2012, que regulamentou a Medida Provisória (“MP”) nº 579/2012, estabeleceu o seguinte em seu art. 17:

Art. 17. No Setor Elétrico, o poder concedente é representado pelo Ministério de Minas e Energia para os fins do disposto na Medida Provisória nº 579, de 2012, e neste Decreto.

52. Como se pode observar, a norma é expressa no sentido de delegar ao MME a atribuição de representação do poder concedente especificamente para os fins do disposto na MP nº 579/2012 e no Decreto nº 7.805/2012. O mesmo ocorre com a celebração, na outorga de concessões, dos respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, função atribuída expressamente ao MME, na forma do art. 62 do Decreto nº 5.163/2004, *in verbis*:

Art. 62. O Ministério de Minas e Energia deverá celebrar, na outorga de concessões, os respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, observado o disposto nos arts. 19 a 21.

53. Todavia, em relação ao disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, não se identifica qualquer delegação expressa ao MME para o exercício da competência nele prevista, como se pode depreender dos Decretos nº 1.717/1995<sup>18</sup> e 2.003/1996<sup>19</sup>, que regulamentaram alguns dispositivos da referida Lei. Desse modo, pode-se concluir que **o MME não detém competência para editar ato administrativo no sentido de regulamentar o referido dispositivo, sendo, pois, ilegal a Portaria nº 514/2018.**

<sup>18</sup> Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências.

<sup>19</sup> Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

**IV- DO MÉRITO: DA REFORMA DA PORTARIA Nº 514/2018 POR RAZÕES DE CONVENIÊNCIA E OPORTUNIDADE EM FACE DA NECESSIDADE DE OUTROS AJUSTES PARA ASSEGURAR A COMPETIÇÃO ISONÔMICA NO ACL**

54. Como visto, apesar de seu impacto significativo e da complexidade de seus efeitos, a Portaria nº 514/2018 é bastante concisa, uma vez que, com fundamento em poder regulamentar inexistente, “apenas” reduz os limites de carga de consumidor livre para contratação de energia elétrica no ACL.

55. No entanto, conforme discutido exaustivamente na Consulta Pública nº 033/2017, e reconhecido pelo próprio MME, a abertura do mercado deve ser gradativa e concatenada com uma série de outros ajustes com o objetivo de (i) mitigar as incertezas desse processo de liberalização, (ii) racionalizar os subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores; e (iii) assegurar a competição isonômica entre os agentes. É o que consta da “*Proposta Compilada de Aprimoramento Contemplando todas as Alterações*”, que resultou nos dois projetos de lei atualmente em tramitação no Congresso Nacional, *in verbis*:

A despeito da pluralidade de interesses representados, as contribuições recebidas nas consultas convergiram sobre a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuada, além de confirmarem o diagnóstico de que a mudança do arranjo regulatório do setor é premente, com foco na:

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

II - redução gradativa da exigência de carga para contratar energia elétrica no mercado livre, dando fim a reservas de mercado, como o segmento especial, e definindo critérios

de corte para representação direta no mercado, delimitando a fronteira entre atacado e varejo;

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

56. Como já abordado, a política pública de incentivo às fontes renováveis instituída por Lei na forma de um mercado especial de energia elétrica atende a dispositivo constitucional (art. 225<sup>20</sup>), considerando os notáveis benefícios ocasionados ao sistema elétrico interligado e ao meio ambiente.

57. Especificamente no caso de hidrelétricas de pequeno porte, exploradas pelos associados representados pela ora recorrente, o Plano Decenal de Expansão (“PDE”), submetido por este Ministério à Consulta Pública nº 034/2017 reconhece *“o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e centrais hidrelétricas autorizadas até 50 MW), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”*.

58. Nesse contexto, não se pode conceber que o mercado especial seja taxado de *“reserva de mercado”*, *“benesse”* ou *“privilégio”*, quando se trata de política pública estabelecida por lei, com fundamento constitucional e nos benefícios sistêmicos das

---

<sup>20</sup> A Constituição do Brasil estabelece que *“todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”*. De modo bastante específico, em seu capítulo sobre a ordem econômica, a Constituição Federal determina a observância do princípio da *“defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”*.

fontes nele incluídas. Tampouco pode se conceber que política pública seja restringida ou extinta pela via inadequada ou sem a adoção dos reconhecidos ajustes necessários para garantir a estabilidade e o equilíbrio do mercado.

59. A lógica adotada na legislação consiste em política pública de Estado legítima, criada no âmbito do Projeto RE-SEB, com o objetivo específico de incentivar as fontes renováveis de energia, protegendo os respectivos investidores contra competição injusta com fontes convencionais amortizadas e altamente subsidiadas no passado pelo Estado. **A segmentação do mercado e o desconto no fio buscam, portanto, corrigir distorções e proporcionar um ambiente de melhor competitividade e isonomia entre os participantes**, além de contribuir para a diversificação das fontes e, por consequência, a segurança do suprimento.

60. Na prática, a adoção desses incentivos foi primordial para viabilizar a implantação de diversas PCHs no país, que atualmente contribuem com cerca de 5 GW em operação na matriz elétrica. Mais do que isso, (i) o mercado especial, em seu atual formato, constitui o pilar econômico necessário para sustentar a tomada de decisão de investimento nesses empreendimentos e, (ii) no caso do desconto, funciona como compensação, tendo em vista a redução de perdas e os custos evitados na expansão.

61. Ao alterar a lógica que sustentou decisões de investimento assumidas no passado, sem que sejam oferecidas alternativas para mitigar estes efeitos negativos, corre-se o risco de afetar o equilíbrio econômico dos empreendimentos já em operação comercial, além de prejudicar a viabilização de projetos que ainda aguardam melhor momento para implantação e toda uma cadeia produtiva ligada a esse segmento.

62. Em outras palavras, a aceleração inesperada do processo contraria as premissas da Consulta Pública nº 033/2017, de promover a abertura do mercado com a mitigação de incertezas associados ao processo, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas.

63. Ora, a abertura do mercado neste momento e com debate restrito ao curto período da Consulta Pública nº 063/2018 contraria a lógica da prudência, que demanda o tratamento de todos esses temas de forma concatenada, formando um conjunto orgânico de regras legais e infralegais, para que a transição para um mercado de energia com maior competição seja realizada da forma mais segura possível.

64. Essa era, aliás, a tônica que vinha sendo adotada ao longo do processo, com as discussões promovidas nas Consultas Públicas nº 021/2016 e 033/2017, que resultaram em projetos de lei em estágio avançado de tramitação no Congresso Nacional. Todavia a instauração da Consulta Pública nº 063/2018, no último mês da gestão ministerial anterior, alterou vertiginosamente a rota, surpreendendo os principais impactados e trazendo a indesejada insegurança jurídica.

65. Nesse contexto, para que a abertura do mercado livre promova uma competição justa, transparente e isonômica, trazendo benefícios a toda a sociedade, seu início deve ocorrer somente após o estabelecimento das condições necessárias para tal. Logo, a preparação das bases para a abertura do mercado livre deve envolver, ao menos, os seguintes aspectos:

- (i) uma reforma no atual arcabouço de formação de preços, para que os tornem mais críveis e menos voláteis;
- (ii) a regulamentação da definição dos atributos das diversas fontes de geração;
- (iii) a regulamentação dos novos leilões de lastro e (eventualmente) de energia;
- (iv) o fim de subsídios implícitos dados a outros agentes.

66. Em relação a este último item, cabe destacar que atualmente muitos agentes auferem relevantes subsídios implícitos, os quais, muitas vezes não são identificados pelos agentes de mercado. A competição direta desses agentes com geradores que não auferem esses subsídios desequilibra o mercado, não é transparente e é, sobretudo, injusta. Como exemplo, dentre outros possíveis, tome-se o caso das usinas

estruturantes, que possuem subsídios implícitos associados à tarifa de uso do sistema de transmissão e ao custo do financiamento superiores a R\$ 110/MWh.

67. O mesmo acontece para outras grandes hidrelétricas, em especial para todos os projetos estruturantes, e usinas eólicas que tiveram obras de transmissão com custos expressivos implantadas exclusivamente para garantir o escoamento da respectiva energia, alocando-se os respectivos custos a todos os demais geradores e consumidores<sup>21</sup>.

68. Esta distorção é agravada frente à abertura do mercado, uma vez que mais do que 30% da energia dos empreendimentos estruturantes – que recém entraram em operação – (i) está descontratada, (ii) usufrui de benefícios ocultos e (iii) passaria a competir por mercado com as fontes incentivadas.

69. Ademais, até o momento, não se sabe qual a destinação da energia da UHE Itaipu após meados de 2023, quando encerrará o prazo de vigência do Anexo C do Tratado de Itaipu, sendo possível sua destinação ao mercado livre brasileiro. Assim, a disponibilização de um grande bloco de energia ao mercado livre pode tornar o processo de flexibilização dos limites mais impactante aos agentes geradores incentivados.

70. Nesse contexto, a postergação do cronograma de redução dos limites do mercado livre é uma medida que ameniza os prejuízos daqueles investidores que fundamentaram sua decisão de investimento no atual arcabouço regulatório do SEB, que tem como um importante atributo o segmento do mercado incentivado para as fontes alternativas de energia. A postergação seria, portanto, uma medida para proteção da legítima confiança que tais empreendedores têm no arcabouço regulatório do setor elétrico considerado em suas decisões.

71. Assim, quanto ao intervalo de tempo de apenas 6 (seis) meses entre a redução de potência de 2.500 kW para 2.000 kW, cabe destacar que é muito exíguo para que se

---

<sup>21</sup> **Observação:** no caso das eólicas, não se trata aqui das ICG, mas sim das obras de ampliação e reforço do sistema de transmissão estabelecidas para o escoamento da energia.

possa fazer uma avaliação do impacto sobre essas decisões e riscos assumidos pelos geradores, as distribuidoras, consumidores, CCEE e demais agentes envolvidos, bem como para a realização dos ajustes reconhecidos como necessários para uma abertura de mercado segura e equilibrada.

72. Dessa forma, para a remota hipótese de não serem acatados os argumentos atinentes à ilegalidade do ato administrativo, e com a ressalva de todos os direitos de seus associados, requer-se a reforma da Portaria nº 514/2018, para que seja efetivamente adotado o procedimento de ajuste gradual e concomitante com os outros elementos discutidos na Consulta Pública nº 033/2017. Para tanto, deve-se conceder um prazo mais dilatado para que esses ajustes sejam promovidos, bem como para que as consequências dessa mudança possam ser mensuradas pela ANEEL, quando dos processos de revisão tarifária das distribuidoras.

#### V- DO PEDIDO

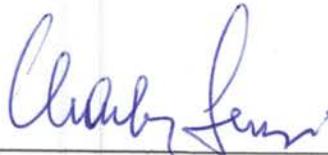
73. Em regime de urgência, com base no art. 45 da Lei nº 9.784/1995<sup>22</sup>, para evitar a consolidação de atos jurídicos (registros de contratos, por exemplo) em desconformidade com a política pública criada pela Lei nº 9.648/1998 e preservada/ampliada pelas Leis nº 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 11.943/2009, 13.097/2015, 13.203/2015 e 13.360/2016, requer a concessão de efeito suspensivo ao presente recurso, para que sejam suspensos os efeitos da Portaria nº 514/2018 até o julgamento final do mérito.

74. Ao final, **diante do exposto**, requer-se o conhecimento do presente recurso administrativo, inclusive na perspectiva do direito de petição, se for o caso, nos termos do art. 53 da Lei 9.784/1999, para que:

---

<sup>22</sup> "Art. 45. Em caso de risco iminente, a Administração Pública poderá motivadamente adotar providências acauteladoras sem a prévia manifestação do interessado".

- (a) Seja anulada a Portaria nº 514/2018, pelo reconhecimento de ao menos um dos vícios de legalidade acima abordados: (i) impossibilidade de restrição de política pública instituída por lei mediante ato infralegal; e (ii) impossibilidade de representação do poder concedente pelo MME com relação ao disposto no art. 15, §3º, da Lei nº 9.074/1995, por ausência de delegação específica; ou
- (b) Subsidiariamente, caso os argumentos de cunho jurídico-formal não sejam acatados, com a ressalva de todos os direitos de seus associados, seja reformada a Portaria nº 514/2018, a fim de que seja efetivamente adotado o procedimento de ajuste gradual e concomitante com os outros elementos discutidos na Consulta Pública nº 033/2017.



Charles Lenzi

Presidente Executivo

**Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL**