



NEOENERGIA

Consulta Pública MME nº 077/2019

**Contribuições para o aprimoramento da
abertura de mercado**

Agosto de 2019



Sumário

Conteúdo

1	Contextualização	3
2	Contribuições sobre a proposta da ANEEL	3
2.1	Abertura do mercado: necessidade de discutir o modelo como um todo e não apenas a liberalização	3
2.2	Migração para o mercado livre não deve impactar apenas o consumidor cativo	5
2.3	Progressão prudente na abertura de mercado	6
3	Conclusão.....	7

1 Contextualização

A Consulta Pública (CP) nº 77/2019 foi aberta pelo Ministério de Minas e Energia – MME em 09/08/2019, e faz parte do esforço que o governo vem fazendo para estudar a modernização do setor elétrico. O objetivo da consulta é permitir a abertura gradual do mercado de energia, em particular, propondo o fim da reserva de mercado para as fontes incentivadas e o estudo de medidas regulatórias que propiciem o aumento progressivo da elegibilidade de consumidores ao mercado livre.

Vale ressaltar que recentemente a Consulta Pública MME nº 33/2017 promoveu um debate amplo no intuito de aprimorar o modelo do Setor Elétrico Brasileiro como um todo. Esse debate culminou na elaboração de um projeto de lei que apresenta um cronograma para a abertura gradual do mercado livre associada a outras medidas que visavam assegurar a sustentabilidade desse novo desenho de mercado.

Destarte, o grupo Neoenergia vem apresentar suas contribuições sobre o assunto, conforme tópicos a seguir.

2 Contribuições sobre a proposta da ANEEL

2.1 Abertura do mercado: necessidade de discutir o modelo como um todo e não apenas a liberalização

Com o intuito de viabilizar a modernização do Setor Elétrico Brasileiro de forma sustentável, oportunizando, antes de tudo, o devido debate, em 2017 o Ministério Minas e Energia - MME abriu a Consulta Pública 33, que visou o aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Esse esforço culminou em algumas medidas legislativas que estão sendo tratadas em frentes diferentes, como o projeto de lei 10.985/2018 (antigo PLS 209), aprovado na Câmara dos Deputados, tratando das condições para a repactuação do risco não hidrológico.

Outro Projeto de Lei (nº 1917/2015) foi desarquivado pela câmara dos deputados em março/2019, dispondo sobre a portabilidade da conta de luz, concessões de geração de energia elétrica e a sua comercialização. Além do Projeto de Lei do Senado (nº 232/2016), projeto equivalente ao PL 1917 da Câmara, que atualmente tramita na Comissão de Infraestrutura do Senado.

Por fim, em abril/2019 o MME, por meio da Portaria nº 187 de 2019, instituiu um Grupo de Trabalho que trata de maneira integrada das propostas de Modernização do Setor Elétrico, onde estão sendo discutidos os seguintes temas:

- Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;

- Mecanismos de formação de preços;
- Racionalização de encargos e subsídios;
- Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- Alocação de custos e riscos;
- Inserção das novas tecnologias; e
- Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

Dessa forma, é interessante que as necessárias alterações regulatórias estejam em linha com os demais projetos de modernização do setor elétrico, evitando que sejam tomadas decisões que promovam mudanças específicas em questões que exigem uma revisão mais ampla do modelo setorial, de modo a garantir uma evolução sustentável que assegure estabilidade regulatória e jurídica. Isso tudo, sem fugir do foco das razões que nortearam a necessidade de modernização do atual modelo do setor elétrico, como evoluções tecnológicas, melhoria dos sinais econômicos, busca por maior eficiência e alocação de riscos aos agentes que podem melhor geri-lo.

Quaisquer alterações promovidas sem a visão macro das mudanças necessárias, estando estas desalinhadas com as alterações sistêmicas em estudo, tendem a se tornar “atalhos” ou “fragmentos” que podem de alguma forma, acarretar no desequilíbrio ao longo da cadeia de valor do setor, pondo em risco a saúde financeira da indústria da energia elétrica brasileira.

A coordenação dessas medidas é fundamental para evitar contradições. Por exemplo, numa escala mais geral, isso ocorre quando se busca oportunizar cada vez mais a liberdade para os clientes atuarem no mercado livre e, ao mesmo tempo, concentrar nas distribuidoras a responsabilidade da expansão e da confiabilidade do suprimento eletroenergético do sistema. Essa situação mostra a necessidade de avançarmos para um modelo mais eficiente, através da promoção de mudanças estruturais no atual modelo do setor elétrico, no sentido de evitar a adoção de medidas isoladas que, de certa forma, acabem por negligenciar a complexidade do modelo.

Numa escala mais específica, a própria consulta pública em tela menospreza os problemas associados a eventuais aumentos de custos para o mercado cativo, face ao processo de abertura de mercado. O parágrafo 4.15 da Nota Técnica nº 6/2019/CGCE/DGSE/SEE indica que o Mecanismo da Venda de Excedentes (MVE) e o MCSD são suficientes para mitigar os efeitos da sobrecontratação para o ACR. Além disso, a referida Nota Técnica ainda aponta como solução adicional a não declaração desta migração no montante de reposição no leilão A-1 e/ou A-2. Sobre estas afirmações temos as seguintes considerações:

a. **Montante de Reposição:** ainda que não exista a obrigatoriedade de declarar um valor mínimo de montante de reposição, isso por si só não é um mitigador da sobrecontratação, tendo em vista que não há coordenação temporal entre a declaração de necessidade e a migração dos clientes, o que leva à exposições no curto prazo. Enquanto as declarações relativas ao Montante de Reposição ocorrem no final do ano, os clientes livres podem migrar a qualquer momento desde que notifiquem a distribuidora com 180 dias de antecedência. Ademais, as distribuidoras, em geral, tem um portfólio de contratos de energia existente limitado, sendo que algumas delas sequer têm contratos nessa modalidade, o que limita substancialmente a possibilidade de gestão da contração pela declaração do Montante de Reposição.

c. **MCS D de Energia Existente:** apesar de possibilitarem a devolução de contratos de energia existente a geradores em caso de migração de consumidores para o mercado livre, tal mecanismo tem se mostrado pouco efetivo pois, (i) em função do grande volume de migrações de clientes livres convencionais ocorridas nos últimos anos, as distribuidoras dispõem de pouca ou nenhuma energia existente em seu portfólio e (ii) a devolução de contratos em função da migração de clientes atualmente classificados como especiais, só é possível para os CCEARs de energia existente firmados após a Resolução Normativa 726, em fins de 2016.

c. **MCS D de Energia Existente:** apesar de possibilitarem a devolução de contratos de energia existente a geradores em caso de migração de consumidores para o mercado livre, tal mecanismo tem se mostrado pouco efetivo pois, (i) em função do grande volume de migrações de clientes livres convencionais ocorridas nos últimos anos, as distribuidoras dispõem de pouca ou nenhuma energia existente em seu portfólio e (ii) a devolução de contratos em função da migração de clientes atualmente classificados como especiais, só é possível para os CCEARs de energia existente firmados após a Resolução Normativa 726, em fins de 2016.

d. **MVE:** conforme Resolução Normativa ANEEL No. 824/2018, o mecanismo de venda de excedentes atribui risco de preço a distribuidora que, portanto, tem participação voluntária. Dessa maneira, a possibilidade da distribuidora repassar seus contratos para o ambiente livre depende das condições de mercado e de sua aversão ao risco de preço. Logo, não se pode qualificar-lo como eficaz para tratamento das exposições involuntárias das distribuidoras, fruto de migração de consumidores para o ambiente livre. Além disso, tal instrumento cede por curtos períodos de tempo partes dos contratos de longo prazo que permanecerão com as distribuidoras.

Desta forma, o financiamento da expansão setorial permanece com o segmento de distribuição e no limite será paga pelos consumidores remanescentes do mercado cativo. Portanto, a ampliação do mercado livre convencional trará impactos na sobrecontratação das distribuidoras e os instrumentos existentes possuem limitações tanto em relação à sua efetividade quanto em relação ao período curto de troca/venda, assim não há como se afirmar que o problema da sobrecontratação das distribuidoras estaria equacionado com a utilização dos mesmos e faz-se necessário o tratamento da involuntariedade decorrente destas sobras contratuais.

2.2 Migração para o mercado livre não deve impactar apenas o consumidor cativo

Para propiciar a abertura de mercado de maneira equilibrada, deve-se identificar e restringir os subsídios cruzados entre o mercado livre e o mercado cativo. Atualmente, identificamos alguns subsídios importantes do mercado cativo para o mercado livre: (i) custeio da expansão e da confiabilidade do sistema; (ii) custeio de componentes financeiros e; (iii) em consequência do processo de abertura, o tratamento para a consequente sobrecontratação involuntária.

O custo associado à expansão (adequabilidade do suprimento) é atualmente bancado praticamente na totalidade pelo ACR. Esses custos estão vinculados tanto à previsibilidade de receitas, para possibilitar o financiamento de novos empreendimentos via contratos de longo prazo, como à contratação de usinas que, apesar de mais caras por unidade de energia gerada, são fundamentais para garantia do atendimento eletroenergético ao mercado. Uma ampliação do mercado livre sem a evolução no compartilhamento desses custos entre os dois ambientes de mercado acentua os subsídios cruzados existentes atualmente sobremaneira.

Vale ressaltar ainda a assimetria financeira na tarifa de fornecimento relativa ao ressarcimento à distribuidora pelo custeio das diferenças entre a projeção de componentes fora de sua gestão e os valores efetivamente realizados. Como os componentes financeiros relativos à (i) Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" (CVA) e (ii) os Demais Componentes Financeiros (DCF) são constituídos em um período tarifário (entre reajustes) e amortizados no período seguinte, os consumidores que migrarem para o mercado livre deveriam carregar os custos desses componentes financeiros até o próximo processo tarifário.

Outro aspecto importante é o tratamento dos contratos legados e da sobrecontratação das distribuidoras, pois o aumento estrutural de migrações exigirá uma solução eficiente e definitiva para esses volumes. De maneira a evitar custos adicionais pela sobrecontratação, o Ministério poderia propor mudanças nos mecanismos vigentes de gestão de portfólio das distribuidoras, que possibilitem o equacionamento destas migrações de forma a não onerar o consumidor cativo, nem atribuir riscos adicionais à distribuidora.

Nesse aspecto é fundamental destacar a importância da separação fio e energia para as distribuidoras, de modo a não onerá-las com a gestão da energia e a permitir que as mesmas concentrem-se na sua função fim: investimento e operação e manutenção das redes de distribuição.

Por outro lado, uma vez irreversível o processo de sub ou sobre contratação, é fundamental classificar essas exposições como involuntárias e alocar o eventual custo ou benefício associado a essas posições para todos os consumidores independente do seu ambiente de contratação, de maneira a evitar assimetrias entre o ACR e o ACL.

Por fim, a NT aponta que deve ser considerado o papel do comercializador regulado. Entendemos que neste âmbito deve ser avaliada a forma de tratamento dos contratos legados de longo prazo já firmados pelas distribuidoras. Assim, essa análise deve considerar as decisões de longo prazo que já foram tomadas pelos agentes dentro do modelo vigente, de modo a repensar o papel que as distribuidoras exercem atualmente na expansão do sistema, uma vez que o contexto justo seria aquele em que todos os clientes, cativos ou livres, sejam responsáveis pela expansão do sistema.

2.3 Progressão prudente na abertura de mercado

Respeitadas todas as condições discutidas nos itens anteriores e no intuito de manter a prudência no ritmo da abertura de mercado, haverá condições de prosseguir com a

liberalização no mercado especial (incentivado). Esse ritmo deve ser definido de modo a não aumentar os subsídios existentes atualmente para os consumidores especiais, dessa maneira, mantendo os incentivos para os geradores que tomaram suas decisões de investimento anteriormente a essa mudança.

Preliminarmente, propõe-se o seguinte cronograma para tal liberalização:

Cronograma	Limites proposta pela CP para o mercado convencional	Limites proposto pela Neoenergia para o mercado especial
a partir de 01/01/2021	consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW	consumidores com carga maior ou igual ou superior a 400 kW
a partir de 01/07/2021	consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW	consumidores com carga maior ou igual ou superior a 400 kW
a partir de 01/01/2022	consumidores com carga igual ou superior a 500 kW	consumidores com carga maior ou igual ou superior a 300 kW

Essa proposta busca conciliar o interesse dos diversos agentes:

- (i) Reconhece como involuntária e repassa a todo o mercado (livre e cativo) a exposição relativa a novas migrações (vide seção anterior);
- (ii) Não prejudica os investidores em energias incentivadas ao permitir a manutenção do mesmo incentivo financeiro;
- (iii) Não aumenta o nível de encargos.

Assim, a liberalização seria progressiva e prudente até que se efetive a abertura do mercado livre, conforme indicado no item 4.21 da Nota Técnica Nº 6/2019/CGCE/DGSE/SEE. Além disso, o impacto em relação à exposição involuntária é relativamente pequeno, uma vez que estima-se que o mercado entre 400 e 500 kW representa menos de 1% da carga do SIN.

3 Conclusão

A Neoenergia entende a importância da CP nº 77/2019 no âmbito das mudanças pelas quais o setor elétrico vem passando. Diante da oportunidade de discutir o aprimoramento da abertura gradual de mercado, apresentamos as seguintes contribuições, já embasadas ao longo desta contribuição:

- As alterações de abertura de mercado precisam estar concatenadas com as ações de modernização do setor, promovendo mudanças de forma estrutural e sustentável que garantam estabilidade regulatória e jurídica, e buscando distanciar-se da adoção de medidas isoladas que de certa forma negligenciam a complexidade do modelo;
- É preciso sanar a assimetria relativa ao custeio da confiabilidade de suprimento eletroenergético, uma vez que o financiamento da expansão (contratos de longo

prazo e contratação de usinas de geração firme) permanece ancorado no mercado cativo;

- Mantidas as condições atuais, a ampliação do mercado livre tende a aumentar a sobra contratual das distribuidoras e os mecanismos existentes não são eficazes para reduzir essa sobrecontratação sendo necessário o tratamento de tais sobras como involuntárias.
- Eventuais sobre custos decorrentes do processo de abertura e migração de consumidores para o mercado livre não devem ser arcados pelas distribuidoras ou pelos consumidores cativos, mas por todo o mercado, evitando, assim, assimetria na alocação de custos e incentivos adicionais a migração. Inicialmente, deve-se evitar que esses custos existam, permitindo maior flexibilidade na gestão do portfólio pelas distribuidoras. Em caso de sobre contratação irreversível, os custos ou benefícios da mesma devem ser considerados involuntários e repassados para todo o mercado.
- É necessário definir qual será o tratamento a ser dado aos contratos legados das distribuidoras, juntamente com a definição de responsabilidades do “comercializador regulado”.
- Uma vez resolvidas essas questões, é possível dar prosseguimento a liberalização de maneira prudente, sem prejudicar as decisões de investimento já tomadas pelos geradores que comercializam energia incentivada ou o mercado como um todo, com um cronograma de liberalização para o mercado especial paralelo à abertura do mercado convencional, mantendo o nível de subsídio atual para essa classe. Preliminarmente, propõe-se o cronograma abaixo:
 - **A partir de 1º de janeiro de 2021:** para consumidores com carga igual ou superior a 400 kW; e
 - **A partir de 1º de janeiro de 2022:** para consumidores com carga igual ou superior a 300 kW.