



Contribuição da Abraceel à Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia

Aprimoramento do marco legal do setor elétrico

Brasília, 17 de agosto de 2017

Brasília, DF, 17 de agosto de 2017.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública nº 33/2017

Aprimoramento do marco legal do setor elétrico

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública nº 33 de 2017 do Ministério de Minas e Energia, que propõe medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo.

Conteúdo

Introdução	4
Síntese das principais contribuições da Abraceel	5
Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão	5
Grupo 2 – Medidas de destravamento.....	6
Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização	8
Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização.....	8
Detalhamento das principais contribuições da Abraceel	9
Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão	9
Da autoprodução	9
Da redução dos limites para acesso ao mercado livre	10
Figura 3 - Cronograma CP 033	13
Da fronteira entre atacado e varejo	19
Fim do direito do consumidor à migração por comunhão de carga	20
O papel das distribuidoras no futuro	22
Grupo 2 – Medidas de destravamento.....	23
Desobrigação de contratação.....	23
Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação	24
Garantias Financeiras	27
Possibilidade de redução de custos de transação na geração	28
Possibilidade de Separação de Lastro e Energia	28
Dos aspectos transicionais da separação entre lastro e energia	30
Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização	30

Sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre.....	30
Pagamento da conta ACR pelos consumidores que exerceram a migração.....	31
Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas	32
Subsídios às fontes incentivadas	33
Racionalização de descontos na CDE	33
Riscos e Racionalização dos Custos dos Contratos Regulados.....	34
Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização.....	35
Descotização e privatização	35
Desjudicialização do risco hidrológico.....	36
Demais contribuições	37
Itaipu.....	37
Financiamento da EPE	37
ANEXO I.....	38
Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão.....	38
Grupo 2 – Medidas de destravamento	41
Grupo 3 – Alocação de custos e racionalização	42
Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização.....	45

Introdução

Em primeiro lugar, parabenizamos o Ministério de Minas e Energia pela forma democrática e pelo estímulo à participação de todos nas discussões sobre o aprimoramento do modelo de mercado do setor elétrico. A atitude do MME na condução da Consulta Pública nº 33 é inédita, inovadora, digna de registro, e afasta definitivamente o setor elétrico da prática autoritária e pessoal com que os governos vinham tratando os agentes de mercado nos últimos anos.

A intervenção, o personalismo e o preconceito sobre a incapacidade de as forças de mercado promoverem a eficiência na alocação de recursos energéticos, ignorando o princípio constitucional da competição, levou ao aumento dos custos setoriais e do preço da energia no Brasil.

A atual realidade brasileira mostra um afastamento dos principais mercados de energia elétrica ao redor do mundo, que já passaram por reformas e ajustes importantes, que deram ênfase aos sinais econômicos adequados, como a abertura do mercado, com o alinhamento entre **a liberdade de escolha de todos os consumidores**, e penetração das energias renováveis e da geração distribuída em bases comerciais. Tais mudanças geraram novos produtos e serviços comerciais aos consumidores.

Em países vizinhos, como o Chile e a Colômbia, reformas no setor de eletricidade proporcionaram aos consumidores de menor porte a livre escolha de seus fornecedores. Mais recentemente, no México, iniciou-se uma reforma do setor elétrico, que deve reduzir ano a ano os requisitos mínimos para que os consumidores se tornem livres.

Na União Europeia, o respeito ao direito de escolha dos consumidores sobre o supridor de energia, com fundamento em diretrizes claras de abertura de mercado, tem permitido a rápida difusão das novas tecnologias de produção e uso da eletricidade.

No Brasil, onde o mercado de energia elétrica está enraizado em um modelo fortemente regulado e intervencionista, no qual o Estado decide tudo pelos consumidores, chegando ao requinte de endividá-los em momentos de preços muito altos para evitar passar o sinal econômico da escassez que indicasse a necessidade de redução do consumo, ainda há grande relutância das autoridades em dar aos consumidores finais o direito de escolha de seu fornecedor de energia elétrica – *o que se convencionou chamar de portabilidade da conta de luz*.

Além disso, os diversos problemas enfrentados pelo setor elétrico ao longo dos últimos anos, decorrentes principalmente dos efeitos da Medida Provisória nº 579 de 2012 e da excessiva intervenção, **demonstram a necessidade e a urgência de aprimorar o modelo setorial vigente**, de modo a introduzir mecanismos competitivos,

a correta alocação de riscos entre os agentes e consumidores e o aprimoramento da formação de preços, que produzam os sinais corretos para a eficiência alocativa e produtiva.

Para a Abraceel, a questão do direito de escolha do consumidor representa o entendimento de que essa é a única forma de assegurar que as mudanças serão irreversíveis no sentido de trazer menores preços de energia, novos produtos energéticos aos consumidores e o desenvolvimento de fontes renováveis e descentralizadas para a matriz energética do País.

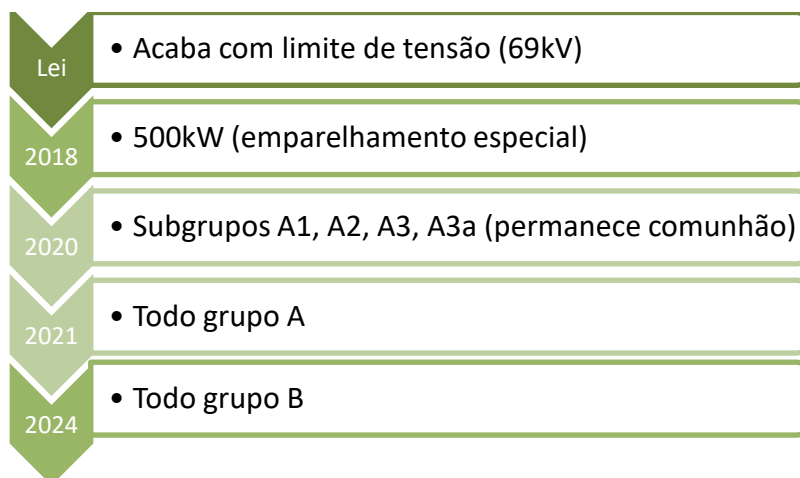
Síntese das principais contribuições da Abraceel

Estão sintetizadas a seguir as principais contribuições da Abraceel à consulta pública, que são detalhadamente colocadas à frente.

Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão

Propõe-se:

- Criação de marco regulatório para GD, de forma a possibilitar que consumidores de pequeno porte possam comercializar livremente seus excedentes de geração, pagando o respectivo ICMS, o uso da rede e demais encargos.
- Previsão da possibilidade de comunhão de carga de empresas do mesmo grupo econômico para exigibilidade de carga mínima (3MW) de autoprodutores.
- Estabelecimento de datas concatenadas: o cronograma de abertura do mercado deverá prever a concatenação de exigibilidades, ou seja, associar o fim da distinção entre consumidores livres e consumidores especiais, a separação atacado e varejo na CCEE e a extinção da comunhão de cargas às datas de liberação do mercado, que, por sua vez, estão associadas com o volume de contratos legados das distribuidoras, conforme demonstrado em estudo da Consultoria PsR, apresentado pela Abraceel;
- Liberação do mercado livre convencional para consumidores com carga superior a 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2018: significa o fim da reserva de mercado das renováveis e da distinção entre consumidores livres e consumidores especiais e alivia a tendência de aumento de subsídios na CDE, sem, porém, aumentar o potencial máximo do ACL atual;



- Concorde-se com a Limitação da obrigatoriedade de representação na CCEE por comercializadores, a partir de 2018, mas se propõe a redução de tal exigibilidade a consumidores com demanda inferior a 500 kW, ao invés de 1000 kW, preservando o direito de migração atual dos consumidores.
- Sugere-se manter a possibilidade da comunhão de cargas para o grupo A, e adicionar a permissão de contratação também de energia convencional. Essa medida está associada à proposição de liberação do mercado para consumidores com carga superior a 500 kW a partir de janeiro de 2018. Observe-se que a comunhão de cargas perde o sentido a partir de 2021, data sugerida de abertura do mercado a todos os consumidores do grupo A (concatenação).
- Entende-se, ainda, que falta na proposta, um elemento essencial entre os elementos de coesão, que vem a ser o papel das distribuidoras em um mercado liberalizado. Parece ser consensual, que deve caber a esses agentes o papel de operar e manter as redes de distribuição, devendo essas atividades serem apartadas da comercialização de energia aos consumidores. Contudo, a proposta da CP 33/17 preserva indefinidamente a figura da distribuidora como fornecedora de energia a consumidores cativos – no caso os do grupo A com carga inferior a 75 kW e a totalidade dos consumidores do grupo B.

Grupo 2 – Medidas de destravamento

Propõe-se:

- Implementação da separação de lastro e energia em 2019, de modo a permitir a discussão do modelo de transição em 2018.
- a desobrigação da contratação a partir de 2019: considera-se possível a desobrigação da contratação a partir de 2019, concatenada com a separação

entre lastro e energia e a contratação centralizada de lastro. Uma vez resolvida a expansão do sistema pela contratação centralizada de lastro, não faz sentido a existência de obrigação de comprovação bilateral de lastro para agentes e consumidores.

- Destaca-se que a desobrigação de contratação em 2019 evita a ocorrência de crises de papel, provocada pela junção entre lastro e energia.
- Apoia-se a adoção de preços horários, que proporcionará maior eficiência para o mercado, mas se sugere sua adoção em 2019. O ponto central é ter a definição de um cronograma de implementação, de modo a dar previsibilidade ao mercado. Conforme sinalizado pelo ONS, é possível iniciar os testes para a adoção de preços horários em 2018, para implementação efetiva em 2019, respeitando-se os critérios de governança estabelecidos pela Resolução CNPE 07/2016.
- Propõe-se que seja determinada a definição da metodologia que será utilizada para formação de preço por oferta até o fim de 2018 e sua consequente implementação a partir de 2021. Em outras palavras, propõe-se que a formação de preços por oferta seja determinativa e que ocorra em um prazo de quatro anos. A definição prévia do modelo a ser adotado é fundamental para o funcionamento do mercado e a contratação de energia com horizonte além da data prevista para a alteração do modelo de formação de preços. Destaque-se que os conjuntos de modelos hoje existentes, bem como de similares desenvolvidos por agentes e consultorias não perdem sua utilidade com a adoção da formação de preços por oferta, visto que servirão como suporte para as decisões de ofertas dos agentes.
- Apoia-se a chamada de margem diária (garantia financeira) a partir de 2019, condicionada, contudo, à concatenação com a redução do prazo de liquidação do mercado de curto prazo, de modo a dar maior segurança a esse, sem elevar desproporcionalmente os custos de transação;
- Recomenda-se estabelecer na MP/Projeto de Lei a não incidência tributária nas operações realizadas pela entidade centralizadora de contratos/comprador único, de forma a evitar-se a discussão hoje ainda presente na energia de reserva.
- Sugere-se alteração na composição do CMSE e do CNPE, de forma a aumentar a participação do mercado na composição dos Comitês, com representantes de todos os segmentos.

Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização

- Pleiteia-se a implementação imediata da venda de excedentes pelas distribuidoras, já prevista na Lei 13.360/16, por meio da edição de Decreto com as diretrizes para a regulamentação da Aneel.
- Apoia-se a criação do encargo da venda de excedentes dos contratos legados do ambiente regulado, mas se entende que o encargo da venda de excedentes deva ser pago somente pelos consumidores cativos e aqueles cuja migração ocorra após a promulgação da MP. Ademais, deve-se garantir o máximo esforço das distribuidoras para minimizar a sobrecontratação involuntária, decorrente das migrações. Destaca-se que os estudos contratados pela Abraceel (anexos a esta contribuição) concluem que o valor do encargo de contratos legados deverá ser pequeno, ou até negativo.
- A Abraceel posiciona-se contra a cobrança da conta ACR pelos consumidores do ACL, posto que existem diversas distorções na cobrança do encargo, como os componentes tarifários financeiros incidentes sobre a Tarifa de Energia que não são consideradas na migração para o ACL. Além disso, os novos consumidores cativos que se conectaram ao sistema após 2015 (data do fim do contingenciamento da Tarifa de Energia que originou a Conta ACR) também pagam a Conta ACR em conjunto com os demais consumidores cativos. Nessa mesma linha, os consumidores livres e cativos que se conectaram após 2015 não deveriam arcar com os custos da Conta ACR.
- Apoia-se a alteração da forma de concessão do prêmio de incentivo às fontes incentivadas proposta pelo MME.

Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização

- Além da possibilidade proposta pelo MME, propõe-se também a previsão legal para a descotização de empreendimentos que já foram privatizados nos termos da Lei 12.783/13, proporcionando a correta alocação de riscos e sinal e preços para o mercado em relação às usinas que foram cotizadas.
- Propõe-se a alocação integral do benefício econômico das usinas que forem descotizadas e/ou privatizadas ao conjunto de consumidores do setor elétrico.
- Renova-se o pedido de revogação da Portaria MME 455/2012 e cancelamento da Resolução CNPE 03/2013, sem ônus para a União, de modo a reduzir a judicialização no setor elétrico, sem condicionantes ou exigências suplementares.

- Sugere-se que os direitos ao ressarcimento da retroação do encargo de despacho fora da ordem de mérito sejam alocados aos proprietários originais das usinas hidrelétricas nas respectivas datas de ocorrência do GSF.

Detalhamento das principais contribuições da Abraceel

As contribuições da Abraceel à CP 033 serão detalhadas a seguir, subdivididas pelos grupos determinados pelo MME.

Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão

Da autoprodução

A proposta do MME, consubstanciada na alteração do §4º, do Art. 14-A da Lei 9.074/95, estabelece que o pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW, deverá ser apurado com base no consumo líquido.

Desta forma, conforme destacado na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, o autoprodutor é caracterizado como espécie do gênero consumidor livre.

Nesse diapasão, entende-se que **deva haver a possibilidade de que unidades consumidoras realizem a comunhão de carga de fato ou de direito para atingir a carga mínima de 3.000 kW.** De fato, é comum que empresas de grande porte e grupos econômicos que investem em autoprodução tenham unidades consumidoras dispersas, o que não as caracteriza como grandes consumidores.

A Nota Técnica 05/2017 argumenta que consumidores de carga menor podem buscar alternativas de geração própria com registro, nas figuras de micro e minigeração distribuída.

Considera-se que tal justificativa não tem respaldo fático, uma vez que as regras de micro e mini geração distribuída se aplicam apenas a consumidores regulados. Por essa razão, considerado inclusive o contexto de abertura do mercado e destravamento setorial, entende-se que consumidores de menor porte não devem ser limitados aos mecanismos de compensação da micro e minigeração distribuída, que não geram sinais adequados para a ampliação da capacidade instalada do consumidor.

Nesse sentido, propõe-se que sejam editadas diretrizes para que a geração de energia elétrica por consumidores com instalações de micro e minigeração seja objeto específico de regulação da Aneel, que deverá disciplinar, dentre outros:

I – as condições técnicas e as modalidades de acesso simplificado às redes de energia elétrica;

II – os critérios para localização geográfica da geração e do consumo;

III – a possibilidade de livre comercialização de energia elétrica pelas unidades consumidas optantes.

IV – O pagamento do uso das redes de distribuição com a aplicação de tarifas binômias

Lembra-se que a venda de excedentes de geração distribuída já é discutida pelo mercado desde 2014 e, em 2015, foi definida como uma das ações a serem desenvolvidas pelo grupo de trabalho ProGD do MME, criado por meio da portaria nº 538/2015.

Nessa direção, sabe-se que a CCEE já estudou os mecanismos necessários para a operacionalização da venda, conforme disposto na NT CCEE – 0004/2015.

Ademais, a Nota Técnica nº5/2017/AEREG/SE propõe a alteração do cálculo do consumo líquido dos autoprodutores, estabelecendo a incidência de encargos na parcela de compra de terceiros que exceder o seu consumo total.

É importante ressaltar que a energia comprada e não consumida será revendida ao mercado e sobre ela não deveria haver a incidência de encargos, pois onera as atividades de autoprodução, desestimulando investimentos na área.

Da redução dos limites para acesso ao mercado livre

O mercado livre de energia traz consigo a possibilidade de o consumidor escolher o seu fornecedor de energia elétrica. Somente o fato de existir tal possibilidade, mesmo que não exercida, estabelece o que a teoria de mercados contestáveis denomina como competição potencial (a competição potencial estimula as empresas a aprimorarem suas atividades, diversificando produtos e aumentando sua eficiência).

De acordo com o relatório Abaccus¹, preparado pela empresa americana DEFG, na América do Norte, onde 39.2 milhões de residências são elegíveis, apenas 44% exerceram a opção. Entretanto, é possível perceber os benefícios trazidos pela contestabilidade.

¹ Disponível em <http://defgllc.com/publications/consumer-choice/>

Hunt² esclarece que em um mercado onde consumidores de menor porte podem escolher diretamente seu fornecedor, há maior pressão para que os geradores pratiquem menores preços.

Esta teoria é constatada na prática na América do Norte (EUA e Canadá), onde, entre os anos de 1997 e 2014, o preço da energia elétrica caiu em relação à inflação, em média, 4,5% nos mercados abertos, enquanto subiu 8,4% nos mercados regulados.

A percepção de queda é ainda maior quando se trata de consumidores comerciais, que praticam valores 17,7% mais baixos na conta de luz no mercado livre, quando comparado com o mercado cativo.

**FIGURE 7: INFLATION ADJUSTED % PRICE CHANGE
1997–2014: CHOICE vs MONOPOLY**

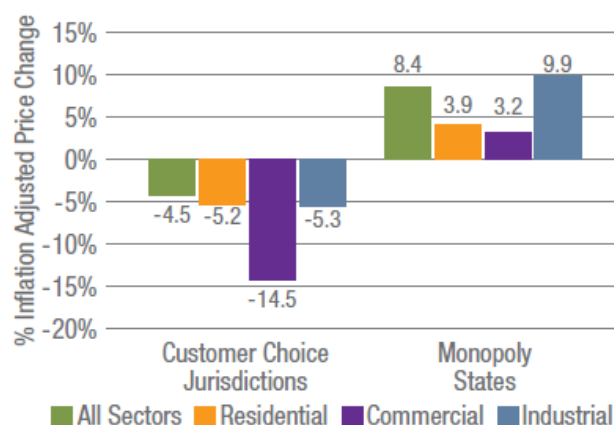


Figura 1 - White Paper - Evolution of Revolution. Compete Coalition, 2015

Conforme estudo da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE): “A *ampliação dos mercados nos setores regulados, com destaque para o setor elétrico, poderia gerar ganhos de até de 3% do PIB nas economias dos Estados Unidos e Europa, ou atingir benefícios ainda maiores em função dos incentivos à inovação*”.

No caso brasileiro, também é possível perceber os benefícios econômicos trazidos pelo mercado livre para os consumidores de energia. Conforme estudo realizado pela Thymos Energia, entre 2003 e 2016 os preços médios do ACL foram 21% mais baixos que a Tarifa de Energia do mercado cativo, resultando em um benefício de R\$70 bilhões no período.

² Sally Hunt. Making Competition Work in Electricity, 2002.

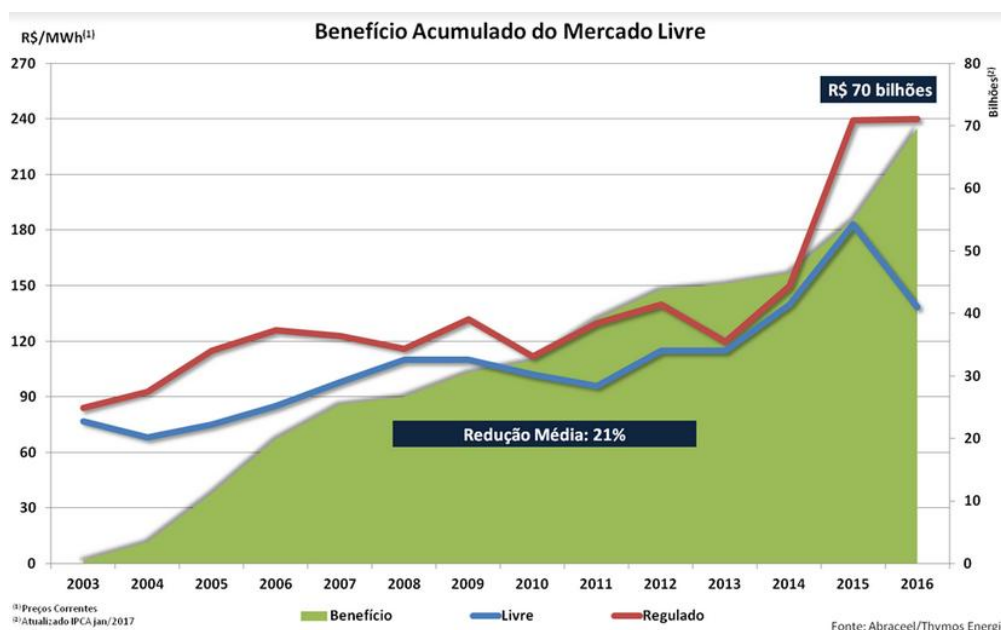


Figura 2 - Benefício Acumulado do Mercado Livre

Conforme constatado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI): “O ambiente de livre contratação é um importante fator de competitividade para o mercado de energia e constitui uma conquista que não pode ser perdida. Nesse mercado estão as grandes indústrias que formam a base das cadeias produtivas nacionais.” (CNI / Propostas da indústria para as eleições 2014).

Contudo, é importante destacar que os benefícios da abertura dos mercados de energia não se limitam aos preços. Percebe-se que em mercados com ampla elegibilidade os fornecedores, para manter seus clientes em um mercado contestável, oferecem uma variedade de produtos e serviços, como preços diferenciados pelo horário de uso (*time-of-use*), diferentes opções de pagamento e até mesmo opções para geração distribuída. Assim, o consumidor passa a ter maior interação com o mercado (*prosumer*), aumentando a eficiência de toda a cadeia.

Nesse sentido, é fundamental observar que a indústria de energia vem se transformando no mundo nos últimos anos, com inserção e redução progressiva de custos de novas tecnologias como a geração distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos e gestão da demanda, entre outros. Essa revolução tecnológica é inexorável, e as mudanças no modelo setorial propostas pelo MME devem preparar o SEB para esse novo cenário, sendo a liberdade de escolha dos consumidores uma importante ferramenta para estimular a eficiência produtiva e alocativa.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA): “Os mercados estão melhor equipados para enfrentar os desafios e explorar as oportunidades de um futuro com mais diversidade”.

Já de acordo com a Comissão Européia (EC), a abertura dos mercados de energia à competição permitiu aos consumidores se beneficiar com preços menores e novos serviços que proporcionam maior eficiência e auxiliam a tornar a economia mais competitiva.

A proposta apresentada na Consulta Pública 033/17, por meio da Nota Técnica nº05/2017/AEREG/SE, traz um cronograma de abertura progressiva e parcial do mercado, com redução do atual limite para migração de consumidor para o mercado livre, de 3 MW, para 75 kW em 2028, conforme cronograma abaixo. Não há previsão para liberação a todos os consumidores do grupo B.

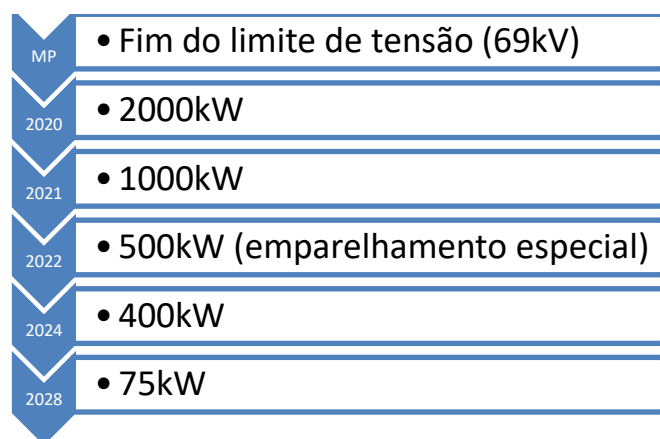


Figura 3 - Cronograma CP 033

Pela Nota Técnica, o MME reconhece que a abertura proposta é conservadora, estabelecida de forma a evitar uma transição muito acelerada sem adequada preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantem a sustentabilidade dessa abertura.

Dessa forma, ainda que admita na NT-05/17 que a possibilidade de escolha do próprio fornecedor de energia elétrica seja um benefício, o MME, 22 anos após a edição da Lei 9.074/95, ainda reluta em dar liberdade a maior parte dos consumidores e inclusive não prevê tal possibilidade antes de 2028. Embora a Abraceel concorde que uma abertura feita de forma inconsequente poderia trazer transtornos indesejáveis, em especial o agravamento da sobrecontratação das distribuidoras, o MME estabeleceu os marcos de abertura, mas não apresentou um estudo que fundamente o cronograma proposto.

Por seu turno, a Abraceel contratou um estudo junto à consultoria Thymos Energia, anexo a esta contribuição, para avaliar a ampliação potencial do mercado livre com o cronograma de abertura proposto pelo MME. Os quadros a seguir trazem os números do mercado cativo atual:

Tabela 1 - Mercado Cativo Potencialmente Livre

Demanda Contratada	Nº de Consumidores	MWméd	% SIN	Proposta MME
Total com D > 500 kW	6.956	5.739	9,41%	ANO
1.000 kW > D > 500 kW	5.180	1.707	2,80%	2022
2.000 kW > D > 1.000 kW	1.295	1.138	1,87%	2021
3.000 kW > D > 2.000 kW	236	708	1,16%	2020
Demanda > 3.000 kW	245	2.186	3,58%	atual

Tabela 2 - Continuação Mercado Cativo Potencialmente Livre

Demanda Contratada	Nº consum.	MWméd	% SIN	Ano	Faltam (anos)
Total com demanda < 500 kW	24.486	4.399	7,21%		
400 kW > Demanda > 500 kW	1.728	427	0,70%	2024	7
75 kW < Demanda > 400 kW	22.758	3.972	6,51%	2028	11

Destarte, é preciso esclarecer que esse é o mercado total elegível e, de acordo com as experiências internacionais, que serão descritas à frente, ainda há que se considerar que uma parte significativa do mercado continua formada por consumidores atendidos por tarifas reguladas, mesmo décadas após a liberalização total do mercado.

Cabe observar, com relação às proposições da CP 033/17, que, pelas regras atuais, consumidores com demanda superior a 500 kW já podem optar livremente por seu fornecedor, desde que a energia seja proveniente das chamadas fontes incentivadas.

Assim, a proposta do MME não amplia ACL até 2024, apenas permite que os consumidores com demanda inferior a 3.000 kW e superior a 500kW possam comprar também energia convencional. Na prática, a medida pode fazer com que 3.553 MWméd, que migrariam apenas como consumidores especiais, possam migrar como consumidores livres, mas somente a partir de 2020/2022.

Em linhas gerais, o estudo permite algumas conclusões, bastante elucidativas, sobre a proposta da CP 033/17-MME. Para efeito de comparação, destaca-se que o ACL consumiu 18.087 MWméd em 2017 (jan-jun).

A proposta da CP 033/17-MME:

- ✓ trava ampliação do ACL até 2024, uma vez que possibilita sua ampliação em somente 2,3% nesse período (427 MW médios);
- ✓ possibilita a ampliação do mercado atual em somente 24%, no período de mais de uma década. Em 11 anos, a ampliação potencial do mercado livre sugerida pelo MME é de apenas 4.399 MW médios;
- ✓ a migração Máxima Potencial do ACL em 2028 não alcança a metade do mercado, ficando em 44,4%;
- ✓ em 2028, 151 mil consumidores do Grupo A permanecem impedidos de optar pelo seu fornecedor de energia. Esses representam, no entanto, apenas 441 MW méd;
- ✓ mantém indefinidamente como cativos mais de 80 milhões de consumidores (55,6% do mercado total do SIN), a despeito de a Lei 9.074 ter possibilitado essa liberalização 22 anos atrás.

Em 2016, a Abraceel apresentou ao MME um estudo realizado pela PSR, também apresentado como anexo desta contribuição, o qual demonstra a viabilidade de que seja estabelecido um cronograma de abertura mais célere e de forma aderente ao atual cenário de contratação das distribuidoras, de forma a minimizar o risco de sobrecontratação das distribuidoras (a nível Brasil) durante o processo de abertura do mercado.

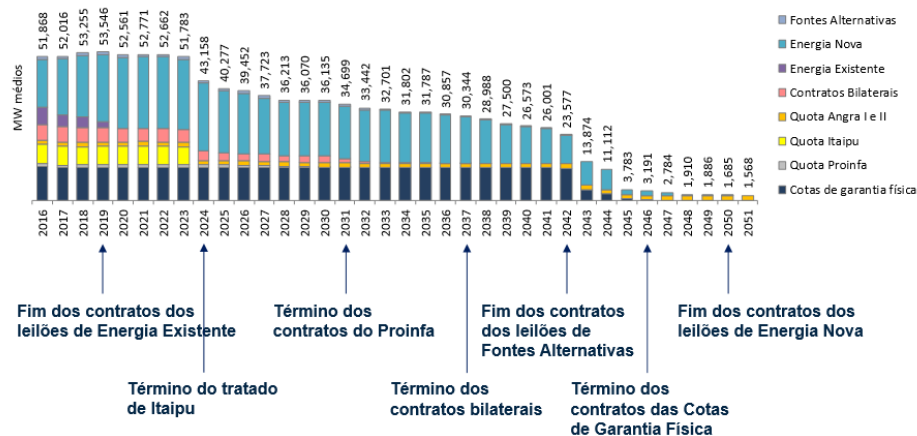
O estudo se baseia no natural decaimento dos contratos do ambiente regulado e nas projeções decréscimo da demanda e oferta já contratadas. Nesse diapasão, o estudo estima que cerca de 15% da demanda dos níveis de tensão A3 e A3a; 25% dos níveis de tensão A4 e A5 e 66% dos níveis de Baixa Tensão permaneceriam no mercado cativo, mesmo possuindo o direito de escolha do fornecedor, refletindo as tendências globais observadas nos mercados de energia liberalizados.

Com isso, um cronograma ótimo de migração, ou seja, sem acarretar a sobrecontratação das distribuidoras, permitiria a elegibilidade dos consumidores dos subgrupos A1, A2, A3 e A3a a partir de 2020, dos subgrupos A4 e A5 a partir de 2021 e do Grupo B a partir de 2024, conforme detalhado no estudo e apresentado a seguir:

Projeção dos contratos legados

► Contratos legados das distribuidoras

- Não considera Itaipu a partir de 2024 ou cotas de garantia física adicionais

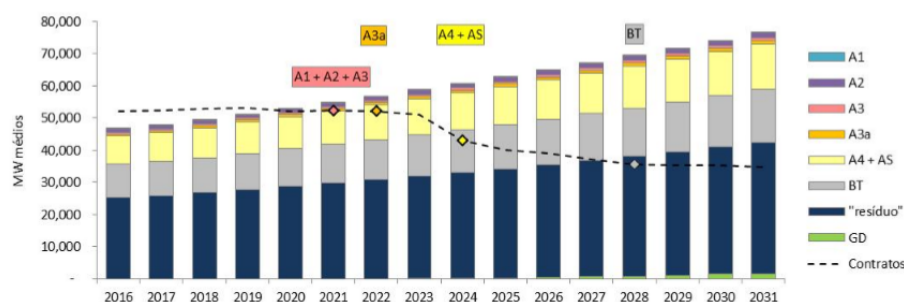


- Mantivemos as cotas das usinas de Angra 1 e Angra 2 com o mercado cativo

Figura 4 - Volume Atual de Contratos Legados das Distribuidoras (abril/2017)

Cronograma ótimo de abertura do mercado

► Contratos legados VS demanda no ACR:



- Ignorando o efeito da taxa de migração, observamos que a data ótima para a **migração total** dos subgrupos (exceto demanda residual) para o mercado livre são as seguintes:

- Subgrupos A1, A2 e A3: migração finalizada em **2021**
- Subgrupos A4 e AS: migração finalizada em **2024**
- Subgrupo BT: migração finalizada em **2028**

Figura 5 - Cronograma ótimo de abertura considerando os contratos legados do ACR

Não se pode deixar de mencionar que há uma forte pressão no Congresso Nacional para conceder o direito de escolha a todos os consumidores de energia elétrica por meio dos projetos da portabilidade (PLS 232/16 e PL 1917/15).

Na visão da Abraceel, com base nos estudos apresentados pela PSR, o cronograma abaixo reflete melhor a possibilidade de abertura do mercado. Mesmo esse cronograma, mais expedito na concessão do direito de escolha, é considerado muito conservador por parte dos parlamentares ouvidos. Vale mencionar que foi criada no Congresso Nacional uma Frente Parlamentar Mista em Defesa das Energias Renováveis, Eficiência Energética e Portabilidade da Conta de Luz, que tem sido atuante para garantir, de forma célere, o direito de escolha por todos os consumidores.

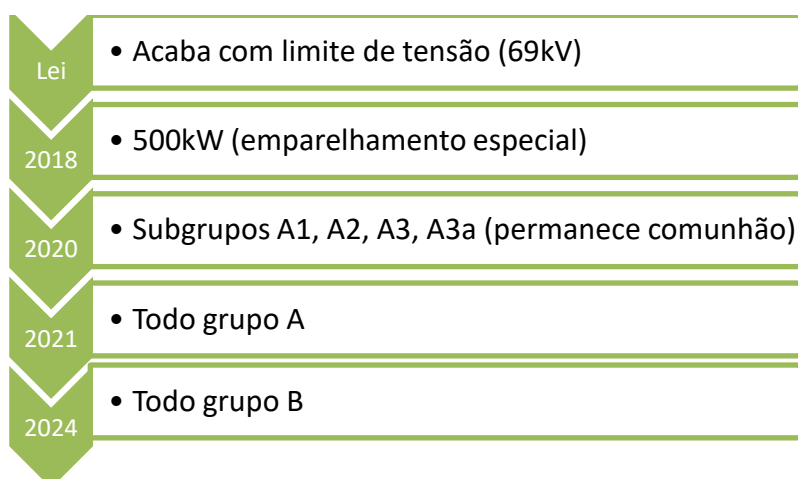


Figura 6 - Cronograma Proposto

Desse cronograma, destaca-se o emparelhamento com o consumidor especial em 2018 ao invés de 2022, como sugerido na CP 033/17. Como será tratado mais à frente, é de extrema importância que se libere a contratação de energia convencional aos atuais consumidores especiais.

É importante destacar que este cronograma elaborado pelo estudo da PSR não levou em consideração possíveis descotizações, como são propostas na NT 005/2017, trazendo uma possibilidade de antecipá-lo, caso sejam efetivadas. Levando em consideração as usinas da Eletrobras, que hoje estão em regime de cotas, existe um potencial de descotização de 7,8GW médios.

Não se deve esquecer que a abertura do mercado proposta pela Abraceel não tem natureza compulsória, isto é, apenas permite aos consumidores o direito de optar pelo seu fornecedor de energia elétrica, mas não os obriga a tanto. Nesse sentido, há que se contestar a argumentação contida na NT 005/17, de que a razão preponderante para a não previsão de abertura do mercado aos consumidores do grupo B deve-se ao desconhecimento dos consumidores sobre o mercado livre.

A Abraceel realiza anualmente pesquisa junto aos consumidores, por meio do IBOPE3, com abrangência nacional. Todas as consultas realizadas mostram que a maioria dos consumidores deseja ter a possibilidade de opção. Ademais, o desconhecimento é natural, pois não existe o produto no mercado. Entende-se que se a abertura for permitida, caberá aos potenciais fornecedores atrair os consumidores, mediante oferta de preços mais atraentes e de pacotes de serviços que melhor atendam aos consumidores, a exemplo do que acontece na telefonia.

Escolha da fornecedora de energia elétrica no domicílio

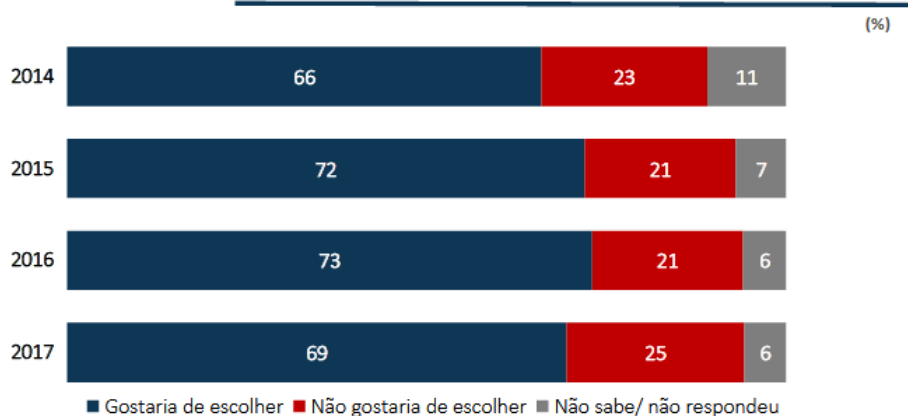


Figura 7 - Pesquisa Ibope: a escolha do fornecedor de energia elétrica

Fonte: Ibope Inteligência. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/userfiles/Pesquisa-Ibope-Abraceel-2017.pdf>

A Abraceel concorda com a necessidade de que o cronograma de abertura do mercado tenha por base os resultados de uma análise do impacto dessa abertura sobre os diversos agentes envolvidos (consumidores, distribuidoras, geradores, comercializadores), principalmente em relação aos contratos legados e à financiabilidade da expansão do sistema. Nesse sentido, a proposta apresentada pela Abraceel considera a concatenação do cronograma de abertura ao volume de contratos legados do ACR e a separação entre a contratação de lastro e energia para equacionar os custos de expansão da capacidade de geração do sistema, cuja financiabilidade está também intrinsecamente ligada à estabilidade regulatória, à segurança jurídica e à existência de um mecanismo de formação de preços crível e aderente à operação física do sistema.

³ A íntegra da pesquisa está disponível em: <http://www.abraceel.com.br/userfiles/Pesquisa-Ibope-Abraceel-2017.pdf>

Por fim, deve-se registrar que as medidas, que, num primeiro momento, induzem o fechamento do mercado e, posteriormente, sua excessivamente lenta e parcial abertura, contrastam com o fundamento do **Grupo 2 – Medidas de destravamento** apresentadas pelo MME. Na sua essência, o estabelecimento de um cronograma realista e célere para estender a possibilidade de escolha do fornecedor de energia elétrica a todos os consumidores é a mais fundamental medida de destravamento que o MME poderia adotar para aumentar a eficiência do setor.

Portanto, a Abraceel **propõe que o cronograma de abertura seja mais condizente com o atual cenário brasileiro** e mais aderente à expectativa dos parlamentares e da sociedade em torno da portabilidade da conta de luz, visando, inclusive, facilitar a tramitação da medida no Congresso Nacional, conforme apresentado na Figura 2 – Cronograma Proposto, porque há fundamento para tanto, conforme aqui mostrado.

Da fronteira entre atacado e varejo

A consulta propõe que, a partir de 2018, os consumidores com carga abaixo de 1 MW só possam migrar para o mercado livre se forem representados por um agente de comercialização perante a CCEE.

Não são desconhecidas as razões para essa proposição – o crescimento excessivo do número de agentes da CCEE e a necessidade da clara separação entre atacado e varejo, essencial para um mercado eficiente e para a adoção de aprimoramentos como a redução dos prazos de liquidação e a chamada de margem diária de garantias. Cabe ponderar, entretanto, que a obrigatoriedade de tal medida deve criar uma relação não isonômica entre os consumidores, baseada apenas na data em que ocorrerá a migração para o mercado livre.

Nesse sentido, entendemos que a nova regra deve ser implementada apenas aos consumidores que hoje não são elegíveis ao mercado livre, ou seja, aqueles com demanda contratada inferior a 500 kW, de modo a preservar o atual direito de migração dos consumidores.

Ademais, sugere-se que, caso seja estabelecido critério para a separação entre atacado e varejo que afete os atuais consumidores potencialmente livres (ou especiais), deve ser estabelecido para entrar em vigor em, no mínimo, seis meses após a publicação da medida provisória ou da aprovação do projeto de Lei e que a denúncia do contrato seja considerada como a data para a verificação da migração. A razão para isso é que a partir da data de denúncia do contrato do CCER, que deve preceder em pelo menos 6 meses a migração efetiva do consumidor, esse, a comercializadora e a própria distribuidora assumem obrigações no mercado vinculadas à denúncia do contrato e seriam impactados pela mudança de regra. Tal medida, inclusive, poderá reduzir o risco de eventuais judicializações por parte de agentes afetados.

Deste modo, **propõe-se que, a partir de 2018, no exercício da opção pelo mercado livre, os consumidores com carga inferior a 500 kW devam ser representados por um agente de comercialização perante a CCEE.**

Não obstante, no entendimento da Abraceel, é importante aperfeiçoar o marco regulatório do comercializador varejista, no que diz respeito aos mecanismos legais e regulatórios necessários para fazer frente à inadimplência, equiparando todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final. Desse modo, propõe-se que seja promovida uma alteração legal para deixar explícito que o não pagamento das faturas de energia elétrica – seja no ambiente regulado, no mercado livre ou no MCP – enseja o corte físico do atendimento do consumidor, cujos prazos devem ser os mesmos, independentemente do tipo de fatura inadimplida.

Fim do direito do consumidor à migração por comunhão de carga

A Nota Técnica propõe retirar do consumidor o direito à migração por comunhão de carga, a partir de 2018. Assim, a partir dessa data, as migrações somente poderão ocorrer para consumidores com carga individual acima de 500 kW.

Conforme apresentado no quadro abaixo, obtido do estudo da Thymos, constata-se que existem cerca de 24.000 consumidores com demanda entre 75 kW e 500 kW no mercado cativo, dos quais 5.900 consumidores já reuniriam condições para participar do mercado livre em regime de comunhão, e perderiam imediatamente o direito à migração para o mercado livre.

Quadro 1 - Migração potencial por comunhão de carga

SOMENTE GRUPO A - Liberação para energia convencional conforme CP 33/17			
CATIVO Grupo A	MWm na classe	GWh na classe	Num cons.
Acima de 3 MW (como é hoje)	2.186	19.149	245
Entre 2 e 3 MW (a partir de 2020)	708	6.205	236
Entre 1 e 2 MW (a partir de 2021)	1.138	9.968	1.295
Entre 0,5 e 1 MW (a partir de 2022)	1.707	14.952	5.180
Entre 0,4 e 0,5 MW (a partir de 2024)	427	3.741	1.728
Entre 0,075 e 0,4 MW (a partir de 2028)	3.972	34.795	22.758
Abaixo de 0,075 MW	441	3.866	151.151
TOTAL	10.579	92.676	182.594

Fonte: Thymos Energia

A principal motivação do MME para o fim da comunhão de cargas é evitar a elevação dos subsídios no setor elétrico, razão pela qual a Abraceel realizou um estudo sobre os impactos tarifários da comunhão de carga em relação ao subsídio para as fontes renováveis de energia.

A pedido da Abraceel, a CCEE disponibilizou dados sobre os consumidores especiais que migraram para o mercado livre nos últimos 12 meses⁴. De acordo com esses dados, do total de energia consumida pelos consumidores especiais, apenas 8,3% deve-se a consumidores que só realizaram a migração por conta da comunhão de carga. Entretanto, essa pequena participação no consumo diz respeito a 32% do total dos consumidores especiais que migraram, ou 2652 unidades consumidoras com MUSD contratado menor que 0,5 MW.

Quadro 2 - Atual mercado por comunhão de carga

Mês / ano	Energia Consumida em MW médios					Número de Unidades Consumidoras				
	Menor que 0,075 MW	Maior ou igual a 0,075 MW e menor que 0,4 MW	Maior ou igual a 0,4 MW e menor que 0,5 MW	Maior ou igual a 0,5 MW	Total Consumidores Especiais	Menor que 0,075 MW	Maior ou igual a 0,075 MW e menor que 0,4 MW	Maior ou igual a 0,4 MW e menor que 0,5 MW	Maior ou igual a 0,5 MW	Total Consumidores Especiais
jun/16	0,055	90,490	32,110	2.190,821	2.313,476	2	781	174	2.770	3.727
jul/16	0,057	102,129	36,835	2.337,379	2.476,400	2	897	203	3.052	4.154
ago/16	0,056	119,557	42,689	2.555,868	2.718,170	2	1.015	225	3.330	4.572
set/16	0,060	140,533	49,569	2.750,482	2.940,644	2	1.138	250	3.686	5.076
out/16	0,272	163,583	58,517	2.948,309	3.170,680	5	1.281	283	4.064	5.633
nov/16	0,451	191,463	65,084	3.197,655	3.454,652	10	1.474	308	4.422	6.214
dez/16	0,753	217,156	70,388	3.101,932	3.390,228	17	1.618	329	4.697	6.661
jan/17	0,987	241,591	76,646	3.425,841	3.745,066	22	1.803	356	4.998	7.179
fev/17	1,054	260,846	85,136	3.738,524	4.085,560	24	1.923	377	5.170	7.494
mar/17	1,238	268,557	86,085	3.871,690	4.227,570	30	2.041	386	5.323	7.780
abr/17	1,236	256,270	80,346	3.607,107	3.944,959	33	2.113	397	5.466	8.009
mai/17	1,552	253,861	79,676	3.778,358	4.113,447	47	2.195	410	5.608	8.260

*Eventos de contabilização

**Considera somente o consumo das unidades vigentes em 18/07/2017

Fonte: CCEE

Desses números, é possível constatar que a eliminação da comunhão de carga irá afetar a competitividade de todo comércio e pequena indústria, trazendo baixo benefício na redução dos subsídios, mas causando grande impacto social, por afetar milhares de pequenas unidades consumidoras que buscam na redução de seu custo de energia elétrica, viabilizar seu negócio. Ou seja, trata-se de uma proposta de alto custo social com baixo benefício econômico, que dá um sinal equivocado ao fundamento da proposta do MME de aumentar a eficiência do setor.

É importante complementar que o subsídio das fontes especiais (consumo) equivaleu a 5,76% da CDE em 2016, representando apenas 12,8% do total de subsídios tarifários⁵. Esse número, associado ao fato de que subsídio provocado pela comunhão de carga corresponde a 8,3% do total de consumidores especiais, significa que o impacto da comunhão de cargas na CDE foi de ínfimos 0,48%, o que demonstra ainda mais que o objetivo do fim da comunhão de carga – diminuição de custos na CDE – será de baixíssima efetividade e alto impacto nos consumidores que já possuem o direito de migração ao mercado livre.

⁴ Anexo a esta contribuição.

⁵ Dados disponíveis na tabela 4 da Fls. 16 da Nota Técnica nº 398/2016- SGT/ ANEEL, de 12/12/2016.

Na receita total do setor, considerando a receita de fornecimento do ACR e o volume comercializado no ACL com consumidores livres, os subsídios decorrentes da comunhão de carga representaram 0,06% das tarifas em 2016.

Pelos motivos expostos, **entende-se que a aplicação da medida é um retrocesso para ampliação do mercado e causará a perda de competitividade para indústrias e empresas de menor porte.**

Destarte, a conjunção das medidas propostas pelo MME, acrescidas do preconizado pagamento de novos encargos por consumidores que migrarem, caracteriza um fechamento do mercado que não encontra respaldo técnico ou comercial. Ou seja, a Consulta Pública nº 33/17 preconiza maior abertura de mercado, mas, na prática, reduz o mercado livre no curto prazo, com a promessa de ampliá-lo nos próximos anos.

Ademais, o MME já propõe diversas alternativas mais eficazes para diminuição dos encargos, como a “trava” no desconto tarifário.

Nessa direção, e de forma a mitigar o aumento do subsídio para fontes incentivadas, sem a redução dos potenciais consumidores do mercado livre, **propõe-se a antecipação da possibilidade da aquisição de energia convencional a partir dos 500 kW de demanda e a extensão da possibilidade de comunhão de carga, de fato ou de direito, também para elegibilidade como consumidor livre.**

Vale comentar, ainda, que a redação proposta para o parágrafo 5 do art. 26 da Lei 9.427 inexplicavelmente mantém a confusão entre lastro e energia: *“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.”* Na verdade, como o desconto é dado sobre a garantia física das usinas e repassado aos consumidores na proporção do lastro adquirido, não há que se falar em complementação pela energia produzida, que em nada altera a matriz de descontos constante das regras de comercialização do mercado.

O papel das distribuidoras no futuro

A Abraceel vislumbra que, no longo prazo, com a abertura total do mercado, deve haver uma mudança no desenho das atividades das distribuidoras.

Nesse cenário, a atividade de fio continua como uma atividade regulada, com sua remuneração determinada pelo regulador e a atividade de energia passa a ser desregulada e opcional às distribuidoras. Ou seja, aquelas distribuidoras que desejarem abrir a própria comercializadora de energia, assumem, por conta e risco, os negócios de compra e venda de energia.

De parte da Abraceel, acredita-se que qualquer modelo que venha a ser adotado deva ter coesão, prazos estabelecidos que permitam uma transição segura, bem como a definição clara sobre os papéis institucionais. Para tanto, propõe-se estabelecer que até a liberalização total do mercado, as distribuidoras devam separar suas atividades, cabendo aos atuais concessionários e permissionários permanecer detentoras dos ativos de rede, mas afastar-se das atividades de comercialização regulada de energia.

Com essa premissa, sendo livre a todos a escolha do seu próprio fornecedor, é lícito supor que, pelo menos de início, grande parte dos consumidores opte por permanecer suprido pela distribuidora que hoje os atende. Além desses, há que se considerar que é preciso preservar os que hoje têm tarifa social e considerar as perdas comerciais, eventuais inadimplentes, etc.

Além disso, a proposta contém a previsão de criação de uma “centralização dos contratos regulados de energia”, a qual, entende-se, conduziria a uma tarifa Brasil, cujo preço seria a composição da carteira desse centralizador, à exceção daquelas Distribuidoras que possuem contratos bilaterais.

Para atendimento aos consumidores mencionados anteriormente, considera-se que há duas possibilidades, ambas factíveis. Na primeira, a distribuidora, ao separar suas atividades, criaria uma empresa comercializadora que forneceria a energia suprida pela “centralizadora dos contratos regulados de energia” aos consumidores remanescentes em sua área de concessão, cobrindo igualmente as perdas, sendo ela a supridora de última instância. No segundo desenho, a própria “centralizadora dos contratos regulados de energia” forneceria a energia, que seria cobrada dos consumidores pela “distribuidora fio”, que agiria como uma mera repassadora, não tendo qualquer responsabilidade sobre a previsão de carga e eventuais inadimplências.

As contribuições ao texto proposto pelo Ministério referentes ao Grupo 1 - Compromissos e elementos de coesão estão dispostas no anexo I desta contribuição.

Grupo 2 – Medidas de destravamento

Desobrigação de contratação

Assim como está posto na Nota Técnica 005/17-MME, entende-se que a proposta de redução da obrigação de contratação é essencial e está diretamente ligada com a separação de lastro e energia.

A proposta, entretanto, não traz uma data ou um cronograma para a desobrigação de contratação, que se torna desnecessária em relação a todos os agentes a partir da data de separação entre lastro e energia e a adoção centralizada

para a adequação do suprimento. Presume-se que tal omissão deva-se à suposta necessidade de uma transição na separação entre lastro e energia.

Nessa direção, deve ficar claro que a desobrigação terá início em janeiro de 2019 (data proposta pela Abraceel para separação entre lastro e energia), ou, alternativamente, acompanhar a data determinada pelo MME para a separação.

Diante o exposto, a **Abraceel propõe que a desobrigação de contratação seja concatenada com a contratação de lastro, conforme regulamento específico.**

É importante mencionar que hoje o sistema não possui qualquer problema para atendimento do consumo, embora haja uma alocação comercial de lastro (papel) que precisa ser equilibrada por meio da venda de excedentes, o que torna mais simples a desobrigação de contratação.

Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação

Preços horários

Como um dos pontos para maximizar o acoplamento entre formação de preço e operação, o MME propõe que, até 2020, os preços do mercado de curto prazo sejam calculados em intervalos de tempo horários.

A Abraceel entende que a discretização e granularidade dos preços do mercado de curto prazo é fundamental para trazer maior eficiência ao setor. O preço de curto prazo é o principal sinalizador para tomada de decisões dos agentes, devendo refletir as condições de operação do sistema.

Portanto, a **Abraceel apoia a adoção de preços com intervalo máximo horário a partir de 2020, mas sugere que seja feita a partir de janeiro de 2019**, posto que há prazo suficiente para conclusão dos estudos em 2017 e que o ano de 2018 poderia servir como “ano sombra”, conforme já sinalizado pelo ONS ao mercado.

Além disso, ressalta-se a necessidade da efetiva implementação da governança da formação de preços estabelecida pela Resolução CNPE nº 7 de 2016, que traz competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico.

Para que o mercado possa ter maior confiabilidade na formação de preços por modelos computacionais, é essencial que o Ministério e a Aneel trabalhem de forma célere para que sejam delimitadas as competências da Cpamp e da Aneel, conforme explicito na ata de reunião da Comissão, realizada no dia 29 de março, de 2017.

Valor máximo e mínimo do PLD

Em um contexto de maior granularidade temporal e espacial do preço, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação, é necessário revisitar a valoração do piso e teto do PLD.

Em um cenário de preços horários e incentivo à reação da demanda, parece salutar que os preços do curto prazo sinalizem intervalos de sobreoferta ou escassez, refletindo a real operação do sistema e dando um sinal de preços aderente para os consumidores.

Além disso, a definição dos valores máximo e mínimo do PLD está intrinsicamente relacionada com o preço do lastro a ser pago aos geradores, que utilizam as receitas inframarginal e supramarginal para compor a recuperação de seus investimentos (custos fixos).

Deste modo, propomos que o limite máximo do preço da liquidação das diferenças seja coerente com os custos das usinas disponíveis para despacho e o custo do déficit.

Formação de preço por oferta

O Ministério acena com a possibilidade de que os preços do mercado de curto prazo sejam definidos por meio das ofertas de preços feitas pelos agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas.

É importante ressaltar que diversos países com mercados desenvolvidos e em desenvolvimento adotaram os modelos de formação de preço por oferta. Dentre esses mercados, podemos destacar três que possuem uma forte participação hidrelétrica:

- 1) NordPool (90 GW de potência instalada; 400 TWh/ano de energia produzida – semelhante ao Brasil): Dezenas de usinas hidrelétricas em cascata, interconexões internacionais, empresas públicas e privadas
- 2) Bonneville Power Administration (BPA) (45 GW de potência instalada): 45 usinas hidrelétricas em cascata; 6 no Canadá, 39 nos Estados Unidos; restrições operativas complexas (salmões, recreação, usos múltiplos)
- 3) Colômbia (13 GW, 70% hidroelétrica): usinas em cascata; várias empresas.

No Brasil o tema foi debatido no RE-SEB e no Comitê de Revitalização, onde foram apresentadas propostas concretas para a implementação do despacho por preços (Relatório de Progresso do Comitê de Revitalização nº 02 e Anexo F).

Nesse sentido, entendemos que já existe ampla experiência internacional e nacional para embasar a implementação do modelo de despacho e formação de preços por oferta (*loose pool*) no Brasil.

Um ponto importante, contudo, é que não há razão para a indefinição temporal de sua implementação, o que causa grande incerteza ao mercado, podendo paralisar as negociações de longo prazo. Entende-se que a metodologia utilizada para formação de preço por oferta deva ser debatida com os agentes do mercado e definida até 2019. Com isso, a doção da formação de preços por oferta poderia ser implementada em 2021, garantindo a previsibilidade aos agentes do mercado e tempo hábil para que sua implementação seja feita de forma coerente.

Assim, a **Abraceel propõe que a criação de um grupo de trabalho para a definição, até 2019, da metodologia de formação de preço por oferta e que essa seja aplicada dois anos após a definição, ou seja, em 2021.**

Abertura de códigos e algoritmos de ferramentas computacionais

A Abraceel acredita que a tecnologia caminha em direção ao desenvolvimento compartilhado de softwares livres, o que chamam de *open source revolution*. A economia colaborativa para desenvolvimento de plataformas e modelos computacionais tem se expandido ao longo dos anos.

Mecanismos de processamento “*opensource*”, como Apache Spark e plataformas colaborativas de desenvolvimento de software, como GitHub e Genesys, são cada vez mais utilizadas.

Até mesmo o maior desenvolvedor de softwares do mundo, o Google, tem seus códigos abertos para permitir interatividade com os usuários e aprimorar suas ferramentas, além de proporcionar transparência em suas atividades.

A abertura dos códigos e algoritmos dos modelos de otimização do sistema está em linha com as tendências mundiais, propiciando oportunidades de debate e possíveis aprimoramentos. Além disso, os códigos abertos devem trazer maior transparência ao processo de formação de preço, contribuindo para elevar sua credibilidade.

Pelos motivos expostos, a **Abraceel apoia a abertura de códigos e algoritmos de ferramentas computacionais.**

Tratamento para os serviços ancilares

O Ministério propõe que os serviços ancilares de energia elétrica possam ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela Aneel.

É de extrema importância, num contexto de aumento da capacidade de geração intermitente, ter um mecanismo adequado para remuneração dos serviços ancilares.

Mecanismos competitivos para a prestação do serviço trazem maior eficiência ao modelo, incentivando que os equipamentos mais adequados prestem os serviços necessários para regulação da rede.

Deste modo, apoiamos a proposta do Ministério, mas propomos que seja definida uma data para a implementação da medida.

Pelos motivos expostos, propõe-se que o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, a partir de 01 de janeiro de 2019, sejam adquiridos por meio de mecanismo competitivo.

Garantias Financeiras

A proposta do MME traz a possibilidade de chamada de margem diária para cobertura de exposições ao MCP, o que contribui para a robustez do modelo de garantias.

A Abraceel já propôs a chamada de margem para alteração das garantias financeiras à Aneel durante as audiências públicas que trouxeram propostas para alterações no mecanismo e entende que a medida é benéfica ao setor e está em linha com discretização de preços e o amadurecimento do mercado.

A medida proposta pelo Ministério, entretanto, não possui data de implementação, sendo esse um aspecto importante para sua plena eficácia, e não deixa claro qual seria o horizonte (de posições em aberto) para a chamada diária de margem.

É importante também destacar que a alteração é sensível e deve causar um grande impacto aos agentes, por este motivo, deve ser amplamente discutida pelo mercado. Nesse sentido, também é fundamental caminhar para a redução dos prazos de liquidação da CCEE, de modo que a alteração no modelo de garantias possa proporcionar maior segurança para o MCP sem onerar demasiadamente os agentes.

Entende-se que se deva caminhar para um mecanismo de garantias “on-line” onde se exige o aporte prévio de garantias para o registro de contratos de venda, considerando a expectativa de geração dos agentes, alinhado à redução do horizonte mensal de liquidação, prevendo chamadas para alteração da margem quando for percebida uma alteração da expectativa de preços ou da previsão de geração pelo agente.

Diante o exposto, propõe-se que a implementação da chamada de margem diária para cobertura de exposição ao mercado de curto prazo seja concatenada com a diminuição dos prazos de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo em, no máximo, dois anos após a promulgação da MP/Projeto de Lei, bem como mudanças nas regras e procedimentos da CCEE que a tornem operacionalmente viáveis.

Possibilidade de redução de custos de transação na geração

O MME propõe a centralização dos contratos regulados de energia. A proposta inclui as cotas de garantia física, Angra I e II, Itaipu e CCEARs, que seriam geridos por uma entidade centralizadora, que poderá ser a CCEE. A medida, de acordo com a nota técnica, visa minimizar os riscos de gestão de portfólio das distribuidoras e, como consequência, deve contribuir para que as tarifas de energia sejam equalizadas.

Neste ponto, é importante destacar que a adesão ao modelo centralizador é opcional às concessionárias, em relação aos atuais CCEARs, o que pode causar uma disparidade entre o modelo tarifário das distribuidoras.

Ademais, existe um risco na alteração de arrecadações tributárias dos estados decorrente da mudança.

A possibilidade de os CCEARs serem firmados por pessoa jurídica centralizadora de contratos deve estar associada à previsão legal de não haver cobrança de impostos e encargos à centralizadora por esse serviço. Tal problema ocorreu e ainda persiste na contratação da energia de reserva.

Além disso, é necessário construir sinais adequados para a realização da contratação centralizada de energia de forma eficiente, através de mecanismos competitivos, evitando o repasse de custos indevidos aos consumidores.

A Abraceel sugere que o ato regulamentar, **seja Medida Provisória ou Projeto de Lei, disponha sobre a não incidência de tributação sobre a CCEE quando essa exercer o papel de compradora da energia** além da necessidade de construir sinais adequados para a realização da contratação centralizada de energia de forma eficiente, evitando o repasse de custos indevidos aos consumidores cativos.

Possibilidade de Separação de Lastro e Energia

A proposta do Ministério, como uma medida de destravamento, é a de possibilitar a licitação para contratação de lastro de geração associada ao provimento de adequabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

Pela proposta do Ministério, a licitação seria realizada direta ou indiretamente pelo Poder Concedente, a contratação por meio da centralizadora de contratos (de lastro) e seus custos, após a transição, rateados por todos os usuários finais de energia elétrica, a exemplo de como é feito hoje o rateio do encargo de energia de reserva.

Na visão da Abraceel, é clara a necessidade de separação de lastro e energia para que a abertura do mercado ocorra de forma sustentável, amplie a liquidez, evite crises de papel e permita o desenvolvimento de produtos financeiros, o que facilita o financiamento da expansão da oferta, além de equacionar os custos da expansão do sistema entre consumidores cativos e livres. Por este motivo, a PSR foi contratada para levantar os aspectos mais importantes da medida.

A proposta do MME, entretanto, assim como outros itens aqui elencados, não estabelece uma data para a efetiva separação e seus aspectos transicionais, medidas essenciais para sua eficácia.

Nesse sentido, além da definição da data de implementação, é fundamental a criação dos Grupos de Trabalho para discutir a transição entre os modelos, conforme sinalizado pelo MME, a qual deve respeitar a atual posição contratual dos agentes em seus contratos de (Energia + Lastro).

Além disso, a partir da separação entre Lastro e Energia, não há razão para a manutenção da obrigação de contratação e, conseqüentemente, a aplicação de penalidades por insuficiência de lastro, uma vez que a questão da adequabilidade do suprimento passa a ser equacionada de forma centralizada.

Cabe comentar que o desenho proposto faz com que o Poder Concedente seja o responsável pela contratação da expansão. Nesse sentido, para que se tenha uma efetiva participação do mercado nas decisões para contratação da expansão, sugere-se que o CMSE e o CNPE sejam integrados por representantes de agentes setoriais de cada uma das categorias de geração, distribuição, transmissão, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos, conforme regulamentação.

Diante do exposto, **a Abraceel apoia a proposta do MME de separação entre a contratação de lastro e energia e propõe a definição da data de janeiro de 2019 para a sua implementação, além da alteração imediata das composições do CMSE e CNPE para permitir a participação de representantes de cada um dos segmentos.**

De modo a auxiliar na financiabilidade dos novos projetos de geração, entende-se que os leilões poderiam ser realizados com a comercialização concomitante do lastro e contratos de energia, tanto para o mercado cativo quanto para os interessados do mercado livre.

Utiliza-se a expressão concomitante em referência ao fato de que, ainda que o lastro e energia serão dois produtos separados e com precificação e prazos também separados, ambos seriam contratados no mesmo instante de tempo, oferecendo aos geradores possibilidades de precificar cada um deles de forma a formar um pacote que contribua à financiabilidade do projeto.

Dos aspectos transicionais da separação entre lastro e energia

Durante os debates sobre a consulta pública, ficou claro que existem diversas maneiras de se realizar uma transição entre o atual modelo de contratos e a separação entre contratos de energia e lastro.

De parte da Abraceel, acredita-se que qualquer modelo que venha a ser adotado deva ter coesão, prazos estabelecidos que permitam uma transição segura e respeito aos contratos vigentes.

É importante destacar que os atuais contratos foram celebrados considerando a regra atual, que engloba dois produtos na mesma contratação: energia (posição no MCP) e lastro (apuração de penalidade). Após a separação, de acordo com a proposta apresentada pelo MME, a contratação bilateral será somente de energia, sendo o lastro contratado de forma centralizada e pago via encargo por todos os consumidores (cativos e livres).

Dessa forma, com a separação entre lastro e energia, os atuais contratos já contemplam o pagamento pelo produto lastro, não parece justo alocar a agentes e consumidores já contratados em contratos atuais o pagamento pela nova contratação de lastro.

As contribuições ao texto proposto pelo Ministério referentes ao Grupo 2 - Medidas de destravamento estão dispostas no anexo I desta contribuição.

Dessa forma, é fundamental a criação dos Grupos de Trabalho para discutir a transição entre os modelos, conforme sinalizado pelo MME, a qual deve respeitar a atual posição contratual dos agentes em seus contratos de (Energia + Lastro).

Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização

Sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre

A CP 033/17 sugere que os excedentes das distribuidoras decorrentes da migração dos consumidores para o mercado livre possam ser vendidos, por meio de mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da Aneel.

A venda seria realizada aos comercializadores, consumidores livres, agentes de geração e autoprodutores. O resultado financeiro da venda, positivo ou negativo, deverá ser alocado a todos os consumidores, por meio de um encargo.

Concorda-se com a visão do Ministério de que a distribuidora deve ter neutralidade na parcela de comercialização de energia, que não lhe cabe gerenciamento, mas desde que seja preservado o máximo esforço das concessionárias de distribuição, por meio de mecanismos disponíveis para gerir o risco de contratação.

Ademais, entendemos que os atuais consumidores do mercado livre, que escolheram diretamente seus fornecedores e não estão sujeitos atualmente ao risco de contratação do ACR, não devem arcar com a contratação mal sucedida do mercado cativo.

Destaque-se que a forma de rateio é um dos pontos mais sensíveis da proposta, uma vez que pode onerar consumidores do mercado livre que até então não percebiam o custo da ineficiência da contratação do ACR, o que poderá elevar o risco de judicialização no setor.

Deste modo, **propõe-se que os encargos sejam percebidos apenas pelos consumidores que até a data de promulgação da MP/Projeto de Lei não tenham exercido a opção de livre escolha de seu fornecedor de energia elétrica.**

É importante frisar que a venda de excedentes pelas distribuidoras já está prevista na Lei nº 13.360/16, como medida adicional de destravamento de mercado, de modo a permitir um vaso comunicante entre os dois ambientes de contratação, uma vez que atualmente as distribuidoras somente podem adquirir energia do ACL através dos leilões de energia existente.

Note-se que tal dispositivo ainda não entrou em vigor, por falta de regulamentação, sendo fundamental a sua imediata regulamentação, de modo a estabelecer diretrizes para a regulamentação pela Aneel que contemplem a realização de leilões com a participação de todos os agentes de mercado e consumidores do ACL como compradores.

Desta forma, **propõe-se que o Ministério e a Aneel regulamentem imediatamente o dispositivo da Lei 13.360/16**, detalhando como deverá funcionar na prática, em função dos benefícios imediatos que trazem tanto para o mercado livre quanto para o regulado. Posteriormente, caso se julgue oportuno aprimorar a redação legal do dispositivo, como propõe a CP nº 33, toda a regulamentação já estaria sedimentada e em vigor.

Pagamento da conta ACR pelos consumidores que exercerem a migração

A Nota Técnica propõe que, a partir da vigência da MP, aqueles consumidores que exercerem a migração para o mercado livre deverão pagar, mediante encargo na TUSD ou TUST, os custos da Conta ACR.

Na visão da Abraceel, a cobrança da Conta ACR impactará a competitividade do ACL, diminuindo sua atratividade. Alerta-se para que o Ministério analise o potencial impacto de eventuais demandas judiciais, indesejadas para o pleno funcionamento do novo mercado.

É importante destacar que existem diversas distorções entre os dois mercados, que não são equalizadas no momento da migração, tais como, a compensação de variação de valores da Parcela A (CVAs) e os demais componentes tarifários financeiros. Como exemplo, pode-se citar o pagamento indevido pelos encargos de energia de reserva no ACR em 2016, que foram devolvidos aos consumidores que permaneceram no mercado cativo, sem abranger os que eram cativos quando do pagamento indevido e livres quando da devolução.

Alocar os custos da conta ACR ao mercado livre, sem considerar as demais distorções provocadas durante a migração, irá acentuar o problema da distorção e levar a questionamentos judiciais por parte de consumidores que se sintam prejudicados com a medida.

Ademais, os novos consumidores cativos que se tornam clientes das distribuidoras também pagarão o referido encargo, o que contribuirá para a redução do impacto dos consumidores migrantes.

Diante o exposto, **a Abraceel propõe que o encargo descrito no item 3.97 (conta ACR) não seja cobrado dos consumidores que exerçam a migração para o mercado livre.**

Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas

Os compromissos para fixação de tarifas, dentre outros, buscam, de acordo com o MME, garantir a inserção sustentável de medidas de eficiência energética e micro e mini geração distribuída.

A Abraceel apoia a adoção de sinal locacional para geração distribuída, uma medida que deve trazer clara eficiência alocativa ao setor uma vez que o maior benefício da GD é justamente a possibilidade de geração próxima a carga, o que deve ser corretamente sinalizado de modo que a geração que está próxima aos centros de carga, ou em pontos estratégicos da rede, perceba, por meio de suas tarifas de uso, os benefícios proporcionados ao sistema.

A tarifa binômia também é apoiada pela Abraceel, mas é importante ressaltar que a aplicação dessa tarifa deve estar concatenada com a aplicação do sinal locacional, que já é proposto pelo Ministério. Caso as tarifas de uso sejam aplicadas sem consideração dos benefícios da GD, isso deve proporcionar uma sinalização ineficiente aos investidores, inibindo o crescimento deste tipo de geração.

Ademais, Abraceel entende que, para garantir o crescimento sustentável da geração distribuída, é coerente defini-la em lei, conforme apresentado no grupo I desta contribuição, com a previsão legal para a livre comercialização da energia excedente produzida, mediante o pagamento das respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição.

A previsão de tarifas diferenciadas por horário é outro ponto apoiado pela Abraceel. Assim, considera-se ser de extrema importância a sinalização da variação do preço horário também ao mercado cativo, que atualmente corresponde a maior parte do mercado.

Subsídios às fontes incentivadas

A Consulta propõe, a partir de 2018, o pagamento de prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, em R\$/MWh, em substituição ao subsídio sobre o pagamento do fio que é aplicado hoje, em R\$/kW

A Abraceel entende que o prêmio é uma forma mais coerente de subsídio, tal como é aplicado em diversos países.

Por este motivo, apoia-se a **implementação do prêmio de energia incentivada**.

Ademais, é proposta a aplicação do selo aos empreendimentos que não receberam outorga até 31 de dezembro de 2017, o que não afetaria empreendimentos existentes. Contudo, cabe ressaltar que podem existir empreendimentos que estão em processo de outorga, que foram iniciados com base na regra então vigente, contando com os descontos no fio para seus investimentos.

Para que esses empreendimentos não tenham possíveis prejuízos por conta de uma alteração legal, propõe-se que os percentuais de redução nas tarifas de uso sejam aplicados aos empreendimentos que tenham iniciado o processo de outorga até a promulgação do documento legal (MP/Projeto de Lei).

Racionalização de descontos na CDE

A racionalização de descontos na CDE é uma medida essencial, assim como a revisão completa dos subsídios incidentes sobre as tarifas de energia elétrica. O estabelecimento de um teto por unidade de desconto concedido e um limite global

para esses descontos infralegais é uma medida que deve trazer benefícios ao setor. Além disso, é fundamental a realização de uma ampla diligência para fiscalizar se as atuais unidades consumidores que recebem os diversos tipos de subsídios em suas tarifas realmente se enquadram nos requisitos necessários para a sua obtenção.

A existência de subsídios na economia, por definição, gera ineficiência alocativa e/ou produtiva. Nesse sentido, os subsídios, quando necessários, devem ser destinados a corrigir falhas de mercado específicas e devem ter prazo de validade definido. Além disso, as distorções criadas por subsídios cruzados dentro da CDE provocam ineficiência para o setor elétrico.

A Abraceel apoia a racionalização de descontos na CDE, conforme proposto na Nota Técnica nº 005/2017, além da necessidade de uma completa revisão dos atuais subsídios tarifários.

Riscos e Racionalização dos Custos dos Contratos Regulados

O Ministério propõe a possibilidade de rescisão dos CCEARs por disponibilidade de usinas com CVU superior ao PLD teto. Pela proposta, os custos de uma possível exposição involuntária valorada ao PLD, decorrente da rescisão, seriam arcados por meio do repasse às tarifas das concessionárias de distribuição.

É importante ressaltar que as termelétricas com CVU > PLD teto somam 1.750 MWm de disponibilidade (0,6% do armazenamento do SIN ao mês, 7,2% ao final de um ano), o que deve ser avaliado em caso de descomissionamento dessas usinas em termos de adequabilidade do suprimento.

Em relação à possibilidade de criação de um novo encargo tarifário, cabe destacar que não há risco de exposição ao PLD com a desconstrução dessas usinas. Por definição, se o CVU de uma usina termelétrica contratada por disponibilidade é superior ao PLD-teto, o contrato por disponibilidade não confere nenhuma proteção ao PLD (nem renda inframarginal) às distribuidoras/consumidores cativos, sendo um contrato apenas de lastro. Nota-se que muitos desses contratos possuíam originalmente uma proteção exposições no MCP, cujo objeto foi perdido com a redução do valor teto do PLD pela Aneel ao final de 2014 de R\$ 822 para R\$ 388 por MWh.

Nesse sentido, a **Abraceel apoia à possibilidade de rescisão desses CCEARs, naturalmente observadas as respectivas cláusulas contratuais de rescisão.**

As contribuições ao texto proposto pelo Ministério referentes ao Grupo 3 - Alocação de Custos e Racionalização estão dispostas no anexo I desta contribuição.

Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização

Descotização e privatização

O Ministério propõe a descotização por meio da privatização de empresas que aderiram ao regime de cotas da Lei 12.783/2013. A privatização deverá ser acompanhada de pagamento de cota à CDE igual a 1/3 do benefício econômico do novo contrato de concessão e bonificação pela outorga igual aos demais 2/3.

Entende-se que a descotização é uma medida que beneficia o mercado, trazendo isonomia à competitividade, liquidez para o mercado e a correta alocação de custos e riscos entre agentes e consumidores. Entretanto, pela proposta do MME somente os montantes de cotas das empresas que ainda não foram privatizadas serão colocados a mercado e os benefícios da descotização não serão integralmente percebidos pelos consumidores do setor elétrico.

De acordo com o estudo da Thymos Energia, contratado pela Abraceel, os benefícios hidrológicos da descotização devem atingir cerca de R\$ 6 bi ao ano, valor este que já está alocado nas Tarifas de Energia dos consumidores do SEB.

O impacto tarifário da proposta de alocação de apenas 1/3 desse benefício econômico no SEB poderá gerar um impacto tarifário de 2% para o conjunto de consumidores.

O processo de descotização é positivo para o setor em termos de eficiência e alocação de riscos, mas o benefício econômico deve ser integralmente destinado para o abatimento da CDE, sendo distribuído de forma isonômica entre consumidores cativos e livres.

Nesse sentido, é importante reforçar que, ao longo dos anos, o conjunto de consumidores cativos e livres arcaram com os custos de amortização dessas usinas e, portanto, deveriam perceber de forma isonômica o benefício econômico da amortização desses empreendimentos, o que não foi observado pela Medida Provisória 579/2012.

Ademais, como a descotização é uma medida correta em termos de eficiência para o setor, entendemos que essa possibilidade não deva estar atrelada à privatização, devendo também ser estendida às usinas que já foram privatizadas e àquelas que, eventualmente, não venham a ser relicitadas.

Diante o exposto, a Abraceel **contribui no sentido de que haja previsão de mecanismo legal para descotização do montante de energia de empresas em regime de cotas, privatizadas ou não, e que todo benefício seja destinado ao setor elétrico, como a CDE.**

Ademais, é importante perceber que a descotização traz a possibilidade de uma antecipação no cronograma de abertura do mercado livre, disponibilizando a todos os agentes a energia que antes estava, de forma inflexível, alocada somente ao ACR, que totaliza 12.687 MW médios.

Desjudicialização do risco hidrológico

Entende-se que a desjudicialização do risco hidrológico é vital para setor elétrico. Vale ressaltar que tal judicialização resulta em uma elevação na percepção de risco dos agentes de mercado, uma vez que não há previsão da liquidação de seus recebíveis no mercado de curto prazo.

Entre abril de 2016 e maio de 2017, cerca de 60% do mercado não foi liquidado em decorrência da judicialização do GSF, causando um deságio na energia negociada para ajustes bilaterais de curto prazo.

Ademais, a Abraceel entende ser necessário tornar claro que, por questões isonômicas, devem ter direito ao ressarcimento da retroação do GFOM, todas as usinas com concessão válida à época. A retroação do GFOM a 2013 se justifica por ser esse o ano em que o GSF começa a se acentuar e o expediente da geração fora do mérito passa a ser largamente utilizado de maneira discricionária e imprevisível, o que impactou todos os agentes detentores de concessão no período em questão. Ressalta-se que essa medida é fundamental para evitar futuras judicializações sobre a extensão dos efeitos da lei proposta.

As contribuições ao texto proposto pelo Ministério referentes ao Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização estão dispostas no anexo I desta contribuição.

Ponto importante é a efetivação do acordo condicionada à desistência expressa e irrevogável de qualquer ação judicial, o que pode incluir ações contra Portaria 455/2012 e CNPE 03/2012.

Nesse sentido, a Abraceel **reforça o pleito, que já tem tratamento adiantado com o governo, para a revogação da Portaria 455 e cancelamento da Resolução CNPE 03**, sem ônus para a União, de modo a reduzir a judicialização no setor elétrico, sem condicionantes ou exigências suplementares. Ademais, enfatiza-se que as negociações para o tratamento do GSF devem ser efetivas, visando o afastamento da possibilidade de travamento do MCP. Ou seja, é importante que o Ministério encontre uma solução

efetiva para esse problema que ameaça de forma preponderante e iminente todo o mercado de energia.

Demais contribuições

Além dos pontos acima elencados, entende-se que esta é uma oportunidade para que o Ministério realize proposições de alterações que aprimorem o setor.

Por este motivo, abaixo, e também no anexo I, apresentam-se as demais propostas de alterações.

Itaipu

Propõe-se que a energia seja livremente comercializada a partir de junho de 2023 (quando do término do anexo C do tratado), e que a renda da parte brasileira seja revertida em benefício dos consumidores brasileiros, de forma isonômica, via mecanismo tal qual o abatimento da CDE.

Financiamento da EPE

Por fim, considerando o papel primordial da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no contexto do setor elétrico brasileiro, é fundamental estabelecer uma fonte permanente de recursos para custear o orçamento da EPE, para a qual podem ser destinados recursos disponíveis no setor elétrico, como, por exemplo, as verbas não utilizadas do Programa de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética.

Atenciosamente,

João Barreto
Assessor Técnico

Frederico Rodrigues
Diretor de Relações Institucionais

Alexandre Lopes
Diretor Técnico

Reginaldo Medeiros
Presidente Executivo

ANEXO I – Propostas de alteração nos textos da NT nº 05

Grupo 1 – Compromissos e elementos de coesão

Texto MME	Proposta Abraceel	Justificativa
§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido..	§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras do mesmo grupo econômico com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido.	É importante prever a comunhão de carga, uma vez que consumidores de grande porte podem ter unidades consumidoras dispersas.
Art. 14, §5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre: I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.	§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre: o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.	A proposta de alteração do consumo líquido pode desestimular os investimentos em autoprodução. No momento em que o autoprodutor realiza contratos para proteção (hedge), não deve ser penalizado com a cobrança de encargos, caso revenda essa energia.
Não há	Art.14-D Parágrafo Único A geração de energia elétrica por unidades consumidores com carga máxima de 3.000 kW (três mil quilowatts) será objeto de regulamentação específica da ANEEL, que deverá disciplinar: I – as condições técnicas e as modalidades de acesso simplificado às redes de energia elétrica; II – os critérios para localização geográfica da geração e do consumo; III – a possibilidade de livre comercialização de energia elétrica pelas unidades consumidas optantes. IV – O pagamento do uso das redes de distribuição com a aplicação de tarifas binômias	Delegar à Aneel as principais diretrizes para regulamento da possibilidade de venda de excedentes por geração distribuída de pequeno porte. A opção entre aderir as figuras de micro e minigeração distribuída, regidas pela REN 482/2012, ou vender seus excedentes como autoprodutor deve partir das premissas econômicas avaliadas pelo investidor. Entendemos que não deve haver limitação legal para que geradores de menor porte vendam seus excedentes no mercado.
“ Lei 9074, 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	“Lei 9074, Art. 16 A opção pela contratação do fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário,	Art. 16, parágrafos 1 a 4 – Proposta de alteração para dar celeridade ao cronograma de migração para o mercado livre, com possibilidade de migração da

contratará sua compra de energia elétrica. §1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. §2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. §3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. §4º A partir de 2024, 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. §6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., 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.	autorizado ou agente produtor registrado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN passará a observar os seguintes requisitos de elegibilidade por parte dos consumidores: § 1º A partir de 1º de janeiro de 2018, os consumidores responsáveis por unidades consumidoras com montante de uso contratado igual ou superior a 500 kW (quinhentos quilowatts). § 2º A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores responsáveis por unidades consumidoras enquadradas nos SubGrupos A1,A2,A3 e A3a. § 3º A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores responsáveis por unidades consumidoras enquadradas no Grupo A. § 4º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores responsáveis por unidades consumidoras enquadradas no Grupo B. § 5º É assegurado ao consumidor que exercer a opção prevista neste artigo a continuidade de livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente. 6º A partir de 1º de janeiro de 2019, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 10500 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. § 7º O atendimento ao requisito constante do § 1º poderá ser realizado por conjunto de consumidores reunidos	baixa tensão em 2024. § 5º - Garantia de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. §6º - Alteração no limite de demanda contratada para efetiva separação entre atacado e varejo. §7º - Proposta de inclusão para permitir a comunhão de fato ou de direito para consumidores livres. §8º - Suporte legal que restrinja o estímulo a inadimplência. Eventuais casos excepcionais podem ser especificados.
--	--	---

	por comunhão de interesses de fato ou de direito. §8º É assegurado o corte físico de qualquer consumidor inadimplente com quaisquer obrigações com o mercado, seja bilateralmente ou na CCEE, observada regulamentação da ANEEL que deve dispor, de forma isonômica, dos prazos para comunicação prévia aos consumidores.	
“Lei 9427, Art.26..... §5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., 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 cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 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.”	“Lei 9427, Art.26..... §5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., 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, observados os requisitos constantes do art. 16da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995.”	Manutenção da possibilidade de comunhão de carga para migração como consumidores especiais e adequação do texto às demais propostas.
Art. 26..... §5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por	Art. 26..... §5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, os consumidores com carga inferior a 10500 kW que puderem exercer a opção prevista no caput, deverão ser representados por	Alteração no limite de demanda contratada para efetiva separação entre atacado e varejo. E revogação do parágrafo para manutenção do direito para migração por comunhão de carga.

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. §5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017. §5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.	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. §5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput. (REVOGA)	
---	---	--

Grupo 2 – Medidas de destravamento

Texto MME	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Lei 9074, Art.15 §7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.	Lei 9074, Art.15 §7º- A A partir de 2019 não será obrigatória a contratação de que trata o §7º .	A alteração no artigo visa estipular uma data para a diminuição da obrigação de contratação, concatenada à contratação de lastro. A Abraceel considera que isso deva ser feito a partir de 2019.
Lei nº 10.848, de 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 da expansão do consumo de energia elétrica.	Lei nº 10.848, de 2004, Art. 3º - C O poder concedente poderá realizará, a partir de 2019, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.	Entendemos que é necessário que a Lei seja clara sobre a realização dos leilões de lastro, mitigando a possibilidade da medida não ser implementada.
Lei nº 10.848, de 2004, Art. 1º, 5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma	Lei nº 10.848, de 2004, Art. 1º, 5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma	Propomos a alteração para que haja definição de data para entrada do modelo de formação de preços por oferta dois anos após a definição da metodologia que será utilizada. Reforçamos que a definição deve ser debatida com o mercado, por meio de

centralizada; ou II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.	centralizada; ou II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. §5º-C A até de 31 de dezembro de 2019, deverá ser definida a metodologia para a formação de preço de que trata o inciso II do §5º-B. §5º-D A partir de 2021 a definição de preços deve se dar por meio da metodologia de que trata o §5º-C. §5º-E O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.	grupos de trabalho e audiências públicas sobre o tema.
§6º II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias; " (NR)	§6º II - as garantias financeiras, que deverão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias em até dois anos da promulgação desta Medida Provisória; " (NR)	A chamada de margem diária é parte extramente benéfica ao mercado, possibilitando a diminuição das exposições ao MCP e as eventuais inadimplências. Entendemos, entretanto, que é preciso estabelecer data para sua implementação, mitigando o risco de que ela não seja implementada. Embora esteja estabelecido em Decreto, e não em Lei, entendemos que o aporte baseado nas exposições diárias deve ser implementado de maneira concatenada à diminuição dos prazos de liquidação do mercado de curto prazo.

Grupo 3 – Alocação de custos e racionalização

Texto MME	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
-----------	-------------------	---------------------------

Art. 16-A Os consumidores do Ambiente de Contração Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária de que trata o §13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.	Exclusão do artigo	Existem diversas distorções entre os dois mercados que não são equalizadas no momento da migração, como, por exemplo a compensação de variação de valores da parcel A (CVAs) e, em 2016, o pagamento indevido pelos encargos de energia de reserva no ACR, que serão devolvidos aos consumidores que permanecerem no mercado cativo. Alocar os custos da conta ACR ao mercado livre, sem considerar as demais distorções provocadas durante a migração, irá acentuar o problema e incentivar a judicialização setorial. Ademais, a conta se encerra em 2020 e, com base nos estudos apresentados pela PSR, entendemos que não haverá migração significativa para que os clientes cativos remanescentes sejam demasiadamente onerados.
Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.	Art. 16-B Até 2022, os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, poderão ser cobertos mediante encargo tarifário. serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica. §1º Os custos alegados pela distribuidora deverão ser comprovados junto à ANEEL, que somente autorizará a cobertura caso comprovada a diligência da distribuidora na venda de seus excedentes. §2º O encargo tarifário mencionado no caput será pago por todos consumidores que até a data de promulgação desta Lei não tenham exercido a opção de livre escolha de seu fornecedor de energia elétrica, e será cobrado nas tarifas de uso	A alteração visa garantir que seja cumprido o máximo esforço para evitar sobrecontratação involuntária das distribuidoras.

	dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo líquido de energia elétrica. 35º Na apuração do consumo líquido de que trata o §2º serão observadas as disposições do §5º do Art.14-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.	
Art.26..... §1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B: I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.	Art.26..... §1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B: I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e II – serão aplicados aos empreendimentos que iniciaram o processo de outorga outorgados até 31 de dezembro de 2017.	É essencial garantir que os empreendimentos que já estão em processo de outorga possam escolher pela permanência dos descontos na tarifa de uso como forma de subsídio, uma vez que a tomada de decisão para a construção do empreendimento foi tomada com base em tal premissa.
“Art. 2º - D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato..... §2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.	“Art. 2º - D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato..... §2º É assegurado o repasse às tarifas de energia das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.	Alteração para que esteja clara a alocação dos custos apenas ao ACR, por meio da tarifa de energia, não onerando os consumidores do mercado livre, que não possuem qualquer relação com a tomada de decisão de contratação no mercado cativo.

Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização

Texto MME	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público. §1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida. §5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar: I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão. II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a: a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição. §6º O percentual de ágio obtido na	Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público. §1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida. §5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar: I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, concessão ou autorização de transmissão e distribuição, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente ao um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão. II – o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a: a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.	Alteração no Art.28 para que o benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão seja integralmente percebido pelos consumidores de energia elétrica.

privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º. §7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para: I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.	§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos de inciso II do §5º. §7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para: I – um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.	
Art2º..... §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.	Art2º..... §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia. I – Caso o agente não mais seja o titular da concessão objeto de retroação, o ressarcimento se dará mediante extensão do prazo de outra outorga vigente, a escolha do	A Abraceel entende ser preciso tornar claro que, por questões isonômicas, têm direito ao ressarcimento da retroação todas as usinas com concessão válida à época

	gerador, na forma do § 3º. §5º O agente poderá realizar a opção do §3º ou §4º de forma individualizada para suas usinas.	
Não há	Lei da Descotização Art. 1º As concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN poderão declarar, como sobras contratuais passíveis de redução de cotas de garantia física, os montantes de energia elétrica correspondentes: I – aos excedentes de energia elétrica já verificados; e Art. 2º. Caberá à ANEEL, conforme regulamento do poder concedente, promover cessão compulsória de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, cujo suprimento já se tenha iniciado, para compensar os excedentes de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN não lastreados em cotas de garantia física. Parágrafo único. O disposto no <i>caput</i> aplica-se em caso de declaração de excedentes de energia elétrica em montantes superiores ao volume contratado em regime de cotas de garantia física pela concessionária ou permissionária de distribuição do SIN. Art. 3º Com base nas declarações de excedentes de energia elétrica referidas no art. 1º, deverão ser realizados leilões de transferência do direito de comercialização da energia elétrica associada a cotas de garantia física alocadas ao mercado cativo nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. § 1º As licitações de que trata o <i>caput</i> serão realizadas conforme diretrizes estabelecidas pelo poder concedente e	A Abraceel propõe a edição de uma nova lei que preveja a descotização das usinas que já operam em regime de cotas. Apesar de o Ministério propor a descotização das usinas que devem ser privatizadas, entende-se que a descotização deva ser imediata e alcançar empreendimentos já privatizados. Dessa forma, o ACL irá perceber um lastro maior de energia e as distribuidoras um alívio da possível sobrecontratação.

	disposições do edital aprovado pela ANEEL. § 2º A transferência do direito de comercialização da energia elétrica associada a cotas de garantia física preservará as disposições do Contrato de Cota de Garantia Física de Energia e de Potência – CCGF. § 3º O edital do leilão a que alude o <i>caput</i> deverá prever direito de preferência do concessionário de geração responsável pela operação e manutenção da usina hidrelétrica vinculada à contratação em regime de cotas de garantia física. Art. 4º. Poderá participar do leilão de transferência do direito de comercialização de energia elétrica associada a cotas de garantia física qualquer agente integrante da CCEE. § 1º Para adquirir o direito de comercialização de energia elétrica associada a cotas de garantia física, será exigido pagamento de bonificação. § 2º Caberá ao Ministério de Minas e Energia – MME, ouvido o Ministério da Fazenda – MF, estabelecer: I – os valores de bonificação pelo direito de comercialização de energia elétrica de que trata o <i>caput</i>; II – o prazo e a forma de pagamento da bonificação referida no inciso I; e III – a relação das usinas hidrelétricas cuja energia será objeto de comercialização; e IV – o prazo de exploração do direito de comercialização a que alude o <i>caput</i>. Art. 5º. Os recursos obtidos com as bonificações referidas no art. §1º do	
--	---	--

	art. 4º deverão ser destinados à redução: I – das quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; II – das tarifas de transmissão de energia elétrica aplicáveis aos usuários do SIN do segmento consumo; e III – dos pagamentos associados à prestação de serviços ancilares de energia elétrica e ao despacho de usinas termelétricas por restrições de transmissão aos encargos de energia do sistema ESS Parágrafo único. A ANEEL deverá estabelecer os critérios para operacionalizar a redução de que trata o <i>caput</i>.	
--	--	--

- **Demais propostas de aprimoramento: Lei 9.427, de 1996**

Texto Legal	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Lei 9.427 , de 1996, Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1o, compete à ANEEL:	XXII – auxiliar na formulação de políticas públicas pelo Poder Concedente, inclusive mediante a apresentação de propostas voltadas à eliminação de subsídios cruzados e à revisão de subsídios tarifários que não se mostrem necessários para a correção de falhas de mercado; XXIII – definir os critérios para o ingresso e exercício da atividade de agente comercializador na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, bem como fiscalizar permanentemente sua atuação.	Aprimoramento na Lei 9.427/96 para
Lei 9.427 , de 1996, Art. 4º A ANEEL será dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, cujas funções serão estabelecidas no ato administrativo que aprovar a estrutura organizacional da autarquia.....	Lei 9.427, de 1996, Art. 4º A ANEEL será dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, cujas funções serão estabelecidas no ato administrativo que aprovar a estrutura organizacional da autarquia.....	Alteração para obrigatoriedade legal da análise de impacto regulatório nos processos decisórios da Aneel.

§ 3º O processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa, será precedido de audiência pública convocada pela ANEEL.	§ 3º ⊖ Todo processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa, será precedido de audiência pública convocada pela ANEEL e da Análise de Impacto Regulatório.	
Lei 9.427, de 1996, Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco 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 hidroelétrica; (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)	Lei 9.427, de 1996, Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 50.000 kW (trinta cinquenta mil quilowatts); destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica; (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016).	A proposta de redação visa dar maior clareza ao texto; é desnecessário dizer a destinação da produção e restringir a PCHs.
Lei 9.427, de 1996, Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: II - a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador; III - a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação das respectivas instalações de transmissão associadas, ressalvado o disposto no § 6º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; (Redação dada pela Lei nº 12.111, de 2009) IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica. V - os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico. VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção	REVOGA os incisos II, IV e VI.	II - Proposta para que o registro do comercializador passe a ser feito somente pela CCEE, conforme regulamento da ANEEL. IV - Desnecessário, a comercialização do todo ou parte do produzido é livre. VI – Tornam-se desnecessários após alteração do inciso I.

independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)		
---	--	--

- **Demais propostas de aprimoramento: Lei 9.478, de 1997**

Texto Legal	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Lei 9.478, de 1997, Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: 	§ 1º-A. Terão assento permanente no CNPE representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos, conforme disciplinado em regulamento do poder concedente.	Inclusão do parágrafo 1º-A para que o mercado tenha assento permanente no CNPE, visando sua maior participação nas discussões e decisões.

- **Demais propostas de aprimoramento: Lei 9.648, de 1998**

Texto Legal	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento..... § 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição.	Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento..... § 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e —, Distribuição, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos, conforme	Proposta de inclusão das demais categorias do SEB para trazer isonomia à composição do conselho do ONS.

disciplinados em regulamento.

- **Demais propostas de aprimoramento: Lei 10.848, de 2004**

Texto Atual	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Lei 10.848, de 2004, Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:	Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, ou por meio da aquisição de energia no mercado de curto prazo , conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:	Possibilita, com a separação de lastro e energia e a desobrigação de contratação de 100% da carga, a aquisição de energia no MCP pelas distribuidoras sem penalização por insuficiência de lastro, conforme regulamento. É comum em outros mercados a exigência parcial de contratação para o ambiente regulado, de modo a reduzir o risco de variações abruptas de tarifas.
Art.2º, §8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica: I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e II - proveniente de:....	Art.2º, §8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica: I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e II – proveniente de..... III – adquirida no mercado de curto prazo	Ajuste para inclusão do mercado de curto prazo.
Art.2º,§ 10. A energia elétrica proveniente dos empreendimentos referidos no inciso II do § 8o deste artigo não estará sujeita aos procedimentos licitatórios para contratação regulada previstos neste artigo.	REVOGA	Previsão de procedimentos licitatórios para aquisição de energia que busque maior competitividade.
Art. 2º, § 11. As licitações para contratação de energia elétrica de que trata este artigo serão reguladas e realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, observado o	Art. 2º, § 10 1 . As licitações para contratação de energia elétrica de que trata este artigo serão reguladas e realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, observado o	Não é necessário estabelecer em Lei a CCEE, tendo em vista a realização de leilões em diversas outras entidades, como por exemplo, a BM&FBOVESPA.

disposto no art. 3o-A da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada por esta Lei, que poderá promovê-las diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.	disposto no art. 3o-A da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada por esta Lei, que poderá promovê-las diretamente ou indireta por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.	
Art. 2º-B. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8o do art. 2o, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.	Art. 2º-B. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8o do art. 2o, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, conforme limites definidos anualmente pela Agência. até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)	
Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)	REVOGA	
Art. 3º, § 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.	REVOGA	

• **Demais propostas de aprimoramento: Lei 5.655, de 1971**

Texto Legal	Proposta Abraceel	Justificativa/Comentários
Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. (Vide Decreto nº 5.175, de	Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. (Vide Decreto nº 5.175, de 2004)	Inclusão do mercado na constituição do CMSE.

2004) § 1º Integram, de forma permanente, o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.	§ 1º Integram o CMSE, de forma permanente, o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, pela operação eletroenergética dos sistemas elétricos, pela administração da comercialização de energia elétrica e, pela regulação do setor elétrico nacional, bem como representantes de agentes setoriais de cada uma das categorias de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos, conforme disciplinado em regulamento.	
Não há	§ 4º As reuniões do CMSE deverão ter pauta definida e divulgada previamente e ser públicas,	Visa dar maior publicidade às reuniões do CMSE.