

Visão Geral

O caminho que o MME aponta para evolução do setor o tornará, na nossa opinião, mais moderno, eficiente e competitivo. É, portanto, um grande (e ousado) avanço.

A abertura de mercado, com a introdução do poder de escolha dos consumidores, trará benefícios não somente para a demanda mas também para os agentes de mercado que melhor se adaptarem a esse ambiente mais competitivo. Como detalhado à frente, entendemos que essa abertura pode ser antecipada em relação à proposta em CP, uma vez que as demais medidas propostas resolvem (considerados os ajustes que apresentaremos) tanto o problema da expansão quanto o da sobrecontratação.

Também é acertada a proposta de estabelecer uma clara fronteira entre os ambientes de atacado e varejo, pois os requisitos e obrigações de cada ambiente são distintos. À frente, aprofundaremos esse entendimento.

A alteração do mecanismo de adequação do suprimento utilizando atualmente no Brasil (contratação mandatória de energia com lastro implícito) para a explicitação do conceito de lastro e a sua contratação de forma centralizada é, sem dúvida, uma decisão complexa. Portanto, é natural que haja insegurança se esse é o melhor caminho. Entendemos que um mecanismo de contratação da expansão, inclusive para ao ACL, é fundamental uma vez que se decida abrir o mercado. Isso posto, os detalhes de sua implementação, que serão debatidos nos próximos meses, serão fundamentais para garantir a atração de novos investimentos para o setor. Há alternativas ao mecanismo de contratação centralizada de lastro? Certamente há, mas não enxergamos nestas alternativas vantagens significativas em relação à proposta do MME.

A transição para esse novo modelo certamente requererá um esforço por parte das instituições para demonstrar que essa indústria de capital intensivo se manterá atrativa. Isso pode significar, inclusive, aumento de preços no período inicial. É importante garantir que não aconteçam leilões de expansão da geração vazios. Uma forma para se buscar esse objetivo é que os leilões de lastro sejam com preços crescentes. Isso seria fundamental para revelar a nova percepção de risco dos investidores.

Outro risco, no sentido contrário ao anterior, é o superdimensionamento da contratação de lastro – por erro de previsão, por exemplo – o que teria dois efeitos adversos: (1) aumento desnecessário do custo de lastro para os consumidores e (2) redução dos preços de energia devido à sobreoferta. Esse segundo efeito certamente levará os empreendedores a não perceberem a justa remuneração total de seus investimentos, uma vez que parte importante da receita dos projetos virá do mercado de energia.

Uma forma de mitigação desse risco pode ser manter horizontes diferentes para a contratação de lastro. Por exemplo, parte do lastro seria contratado com cinco ou seis anos de antecedência e outra parte seria contratada mais proximamente à entrega, três ou quatro anos, quando houver melhor visibilidade da real necessidade da expansão.

Quanto à precificação do lastro, esta deve se dar por processo competitivo e o valor deve ser idêntico para qualquer fonte, independentemente de seus atributos técnicos ou de ser nova ou existente. Esses atributos, que na verdade são serviços ancilares, devem ter reconhecimento e remuneração à parte do lastro por meio de contratos específicos de serviços ancilares.

Outro ponto chave que entendemos estar avançando é o sinal dos preços de curto prazo (*spot*). A precificação horária, apesar de certamente trazer desafios operacionais, é essencial para corrigir distorções nas escolhas de consumo e geração. Adicionalmente, consideramos compatível com os objetivos almejados pelos instrumentos desta consulta pública instituir a obrigação de que os consumidores do atacado participem ativamente do processo de despacho e formação de preço, declarando suas disposições a consumir, o que também reforça a fronteira entre o atacado e o varejo. Mecanismo como este, associado à precificação horária, permitirá desenvolver a elasticidade pelo lado da demanda, elemento fundamental para o bom funcionamento do mercado. Ainda assim, entendemos que a opção definitiva deva ser a oferta de preços, para a qual pedimos um cronograma de implantação.

A mudança na forma de concessão de subsídios às fontes incentivadas, tornando-a volumétrica, está no correto caminho de premiar a eficiência. Entendemos que esse deve ser o veículo único para introdução de política pública de fomento a determinadas tecnologias. Se há política pública para a expansão do sistema por meio de uma ou outra determinada tecnologia, que isto seja explicitado ao consumidor na forma de um subsídio transparente, com regras

claras e por prazo determinado. A segmentação de leilões para indireta e artificialmente promover a política de matriz energia energética não deve mais existir.

Também deve-se procurar um movimento para reverter todo tipo de segmentação entre energia nova e existente ou de remuneração pelo custo (como cotas, por exemplo). Essas escolhas já se mostraram ineficientes e nos deixam um legado de custos que levaremos tempo para corrigir.

Assim, implantada essa reforma, entendemos que os geradores terão até quatro fontes de receitas:

- (1) por lastro, definida de forma competitiva e idêntico para qualquer fonte que tenha sido contratada no mesmo leilão;
- (2) por serviços ancilares, que remunerarão o oferecimento de atributos técnicos específicos que o sistema venha a precisar;
- (3) de energia, com produtos mais homogêneos possíveis; e
- (4) de prêmio de incentivo, a título de subsídio para desenvolver tecnologias eleitas pelo poder público.

Importância da Coesão e da Execução das Medidas Propostas

A reforma aqui apresentada é, sem dúvida, complexa e formada de elementos que se complementam entre si. Assim, para seu sucesso, a forma final deve garantir que será preservada a inter-relação das medidas.

Ademais, se por um lado a flexibilidade de escolhas futuras que a CP traz é positiva pois desamarra alguns entraves, por outro lado deixa um poder discricionário para cada gestão do poder concedente, o que não é desejável em um setor de infraestrutura com investimentos de longo prazo de maturação. Propomos que haja menos discricionariedade futura naquelas escolhas que sejam de maior consenso.

Medidas urgentes

Há distorções urgentes que devem ser enfrentadas.

A primeira é a judicialização do mercado de curto prazo devido à crise do GSF, ponto que a CP traz proposta de tratamento. Na nossa opinião, as medidas apresentadas são insuficientes para resolver o problema. O reconhecimento do GFOM é imprescindível – inclusive para usinas que repactuaram no ACR – mas ainda parece não ser suficiente para motivar as empresas detentoras de liminares judiciais aderirem a esse novo acordo. Isso porque há outros efeitos, de natureza não hidrológica, que agravaram fortemente o GSF nos últimos anos, a saber: atraso de importantes linhas de transmissão, antecipação de garantia física de projetos estruturantes e inserção massiva de energia de reserva com base em fontes com custo variável nulo.

Nesse sentido, seria fundamental reconhecer e corrigir esses equívocos. À frente apontamos propostas concretas.

A segunda é a atual configuração do MRE. O MRE foi concebido para mitigar riscos hidrológicos entre agentes. Ao longo do tempo, isso foi completamente desvirtuado. Há inúmeras decisões que afetam a energia gerada pelo MRE como um todo (como acima listado: GFOM, atraso de transmissão, antecipação de garantia física, inserção de energia de reserva). Há também graves problemas de alocação da energia dentre os agentes do MRE. Tem casos de usinas que sistematicamente, ao longo de anos, não contribuem ao MRE. Não há justificativa estatística que justifique usinas gerarem há mais de 10 anos abaixo da média de longo prazo. Outra distorção é a participação voluntária somente para PCHs, que podem arbitrar contra o mecanismo.

Sem uma reforma estrutural do MRE, resolveremos a crise atual, mas já estamos gestando a próxima crise. É fundamental trazer eficiência a esse mecanismo. O mecanismo de alocação de energia deve considerar, em algum grau, a geração individual das usinas. Para o perfeito funcionamento do todo, é fundamental esse estímulo à eficiência individual. No limite, o MRE deveria ser de participação voluntária. Manter participação obrigatória de agentes que sistematicamente contribuem ao mecanismo e não são reconhecidos por sua eficiência é insustentável.

Medidas adicionais

Trazemos, também, outras sugestões que não são tratadas no CP mas podem, na nossa visão, trazer modernidade e eficiência ao setor:

P&D e eficiência energética

Entendemos que os recursos de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, regidos pela Lei 9.991/2000 serão de ainda mais relevância tendo em vista a iminente disrupção da indústria de eletricidade decorrente (i) da crescente penetração dos recursos energéticos distribuídos (geração, armazenamento, veículos elétricos e gerenciamento pelo lado da demanda); (ii) da crescente participação na matriz energética de fontes renováveis não convencionais e (iii) dos impactos provocados pela digitalização da indústria.

Tendo em vista que alguns dos instrumentos propostos pela presente consulta pública facilitarão este processo de transição energética, entendemos necessário aprimorar alguns dispositivos da Lei 9.991/2000, em particular a obrigação de destinação de recursos a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (cotas). Entendemos que o uso de cotas para alocação de recursos de P&D não é condizente com o desenvolvimento tecnológico de ponta, cujo critério para alocação de recursos deve ser exclusivamente pautado pela capacidade técnica das instituições executoras. Observamos que o dispositivo legal impõe ao agente concessionário duas obrigações conflitantes, quais sejam, cumprir a cota independentemente da capacitação da instituição de pesquisa e, ao mesmo tempo, atender aos critérios de avaliação do ProP&D (em particular Originalidade e Relevância).

Alternativamente, caso se deseje utilizar parte dos recursos de P&D como política pública para desenvolvimento de instituições de pesquisa, entendemos ser mais razoável que o poder público seja explícito nesta política, obrigando, por exemplo, a aplicação de percentual mínimo (por exemplo 10%), por prazo determinado (por exemplo por 5 anos) de recursos de P&D para projetos de capacitação e qualificação de recursos humanos e criação ou aprimoramento da infraestrutura laboratorial, modalidade de aplicação de recursos já existente no âmbito da ANP e que desvincula a capacitação do instituto de pesquisa de resultados específicos de projetos de P&D.

Outra medida que consideramos pertinente é facultar aos agentes de geração a aplicação de até 25% dos recursos de P&D em programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Com a liberalização do mercado livre e a possibilidade de exploração de novos modelos de negócio, é essencial que o produtor independente também possa atuar diretamente no fomento à eficiência energética.

Agente de medição independente

A adoção de medidores inteligentes é um ponto importante de viabilidade no mercado, sendo fundamental para o avanço de novos modelos de negócio para geração distribuída, portabilidade no mercado varejista e programas de gerenciamento pelo lado da demanda.

Um dos gargalos relacionado ao segmento de medição de energia é a remuneração do investimento necessário para a troca destes equipamentos, bem como dos meios de comunicação, que hoje passam inevitavelmente pelas distribuidoras e oneram a tarifa dos consumidores. Entendemos oportuno introduzir a figura do agente independente de medição, incluindo a readequação dos incentivos de remuneração dos ativos, trazendo competição na prestação desse serviço, incentivando maior controle dos riscos tecnológicos envolvidos e possibilitando o surgimento de novos processos de telemedição. Ressaltamos que a própria concessionária de distribuição pode também concorrer para prestar esse serviço, e fazer jus à remuneração adequada.

Essa proposta está em linha com o disposto na página 3 da NT:

“- Remoção de barreiras participação de agentes no mercado: (...) Novas classes de agentes, incluindo prestadores de serviços inovadores que entreguem valor ao agregar inteligência comercial ou operacional na gestão de portfólios de tecnologias tradicionais e existentes, também devem ter acesso ao mercado.”

Garantia de indenização de investimentos não indenizados de PIEs

Após a edição da Medida Provisória 579/2012, se introduziu uma incerteza com relação ao tratamento das concessões de energia elétrica, em especial no que se refere ao direito de indenizações aos PIEs.

Apesar de o direito de indenização parecer claro (conforme previsto no art. 36 da Lei nº 8.987/1995, no § 2º do art. 4 da lei nº 9.074/1995 e sua normativa constante no art. 20 do Decreto nº 2.003/1996), há interpretações proferidas pela ANEEL, após a publicação da MP 579/2012, que levantam questionamentos inclusive relacionados ao tratamento contábil dos ativos dos PIEs.

Agrava esse quadro o fato de estarmos a cerca de dez anos do vencimento de importantes concessões de PIEs e os investimentos, seja para a continuidade do projeto básico ou para a modernização de usinas, certamente não serão amortizados e depreciados nesse horizonte. Portanto, este é oportuno publicar um comando legal inequívoco sobre o tema, determinando o direito de indenizações aos PIE e delegando à ANEEL que emita ato normativo para regular a indenização das concessões outorgadas sob o regime de PIE, dando transparência ao tema.

Desjudicialização da TEO de Itaipu

Há ação judicial movida pelos produtores independentes que se inconformaram com uma TEO diferenciada e discricionária para a usina de Itaipu. Aqui temos uma oportunidade de eliminar esse passivo judicial ajustando a TEO dessa usina às demais. Não é justo que somente uma usina tenha reconhecido sua contribuição individual ao MRE. A solução, conforme falamos acima, é uma regra não discricionária que premie a todos que tenham eficiência individual destacada. Na seção que discorreremos sobre o MRE trazemos a proposta de ser elevar a TEO aplicável a todos os agentes, o que ajudaria a resolver essa judicialização.

Recebíveis em dólar

Parece ser oportuno destravar a possibilidade de o setor oferecer recebíveis em dólar. Poderia ser na própria remuneração do lastro. Isso vai no sentido de melhorar as condições de financiabilidade do setor, pois traria fontes internacionais para o setor. Não se propõe predeterminar qual seria a parcela em dólar mas seria um avanço permitir que o poder concedente, quando achar necessário, fizesse um leilão oferecendo parte da receita atrelada à variação da moeda americana.

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

AUTOPRODUÇÃO

Caracterização da autoprodução nos ambientes livre e regulado

A proposta estabelece a figura do autoprodutor como espécie de gênero consumidor livre. Entretanto o conceito de autoprodução é amplo e não há, na prática, como dissociá-lo da autoprodução representada pela micro e mini geração instalada pelo mercado regulado. A criação de uma nomenclatura artificial contribui para que se gere confusão entre os agentes do setor e entre os consumidores. Portanto, sugere-se identificar claramente a figura da autoprodução nos dois ambientes de comercialização, definindo as figuras do autoprodutor livre (ou independente) e do autoprodutor regulado.

Incidência de encargos setoriais

Conforme argumentação da NT, os riscos assumidos na atividade de autoprodução justificam a isenção de encargos setoriais incidentes sobre a parcela de autoconsumo. Entretanto, o MME propõe limitar a isenção apenas para unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW. Ao passo que controlar os impactos sobre a redistribuição de encargos é salutar, não há justificativa para diferenciar o tratamento para consumidores livres com carga menor do que 3.000 kW. A NT menciona a possibilidade de se buscar o mecanismo de *net metering*, mas o mesmo se aplica apenas a consumidores regulados. Deste modo propõe-se a equiparação de condição para todos o universo de autoprodutores livres.

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO		
Autoprodução		
Texto da Nota Técnica	Sugestão de Nova Redação Proposta pela Associação	Justificativa/Comentários
(...) “Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.	(...) “Art. 14-A Considera-se autoprodutor livre de energia elétrica o consumidor que receba outorga ou registro para produzir energia por sua conta e risco.	Definição clara de que este parágrafo se aplica a autoprodutor no ambiente livre. O critério para exigência de outorga ou autorização deve estar vinculada ao tipo de fonte e capacidade, de modo equânime para produção independente ou autoprodução. Exemplo: atualmente, a implantação de centrais geradoras fotovoltaicas e eólicas de capacidade instalada reduzida deve apenas ser registrada junto à Aneel. Deve-se adequar a definição de autoprodutor que consta no Decreto 2003/1996.
§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 livre, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts) , deverá ser apurado com base no consumo líquido.	Conforme argumentação da NT os riscos assumidos na atividade de autoprodução embasam a isenção de encargos setoriais O limite de 3.000 kW proposto induz benefício extra aos consumidores livres em comparação aos consumidores especiais. Dado o critério de rateio dos encargos em base volumétrica, o tratamento deve ser isonômico. O mecanismo de <i>net metering</i> citado como argumento na NT aplica-se apenas ao mercado regulado, o que não engloba o consumidor especial.
§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo: I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.	§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo: I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.	
	§8º Para cálculo do consumo líquido para os fins de pagamento de encargos, a energia elétrica autoproduzida de que trata §6º deverá ser rateada para cada período de faturamento na proporção do seu número de horas.	Indica que a apuração do consumo líquido é em base anual pois usa o recurso de geração em base anual, porém encargo é pago em base mensal. Necessário esclarecimento. De modo a manter o princípio de previsibilidade, sugere-se a divisão do autoprodução anual uniformemente para os períodos de faturamento.

Não há	Art.14-D A geração de energia elétrica por unidades consumidoras não alcançadas pelo disposto no Art. 14-A será objeto de regulamentação específica, que deverá disciplinar: I – as condições técnicas e as modalidades de acesso simplificado às redes de energia elétrica; II – a adoção de mecanismos de remuneração específicos; II – a adoção de tarifas que considerem o efeito do perfil de carga do autoprodutor e o sinal temporal e locacional na distribuição; III – a destinação de excedentes de produção à terceiros.	Dar amparo legal à figura do autoprodutor no ambiente regulado, o que inclui as figuras de mini e micro geração distribuída. Dar suporte legal para a regulação de tarifas que considerem o perfil de consumo do autoprodutor e o sinal locacional. Incentivar a ampliação da capacidade instalada de geração distribuída por meio de uma regra mais flexível para destinação de excedentes de produção.
--------	--	---

REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

Há diversas medidas propostas nessa CP que se complementam. Portanto, para o perfeito funcionamento do todo, é fundamental que essas peças de fato sejam implementadas em conjunto.

Nesse sentido, a abertura do mercado livre – com a qual concordamos – depende de (i) tratar adequadamente os contratos legados e (ii) introduzir novo mecanismo de coordenação da expansão.

O primeiro item, tratado na NT a partir do item 3.82, parece funcionar (apresentaremos, à frente, propostas específicas de aprimoramento daquele mecanismo) e mitigar o risco de sobrecontratação das distribuidoras.

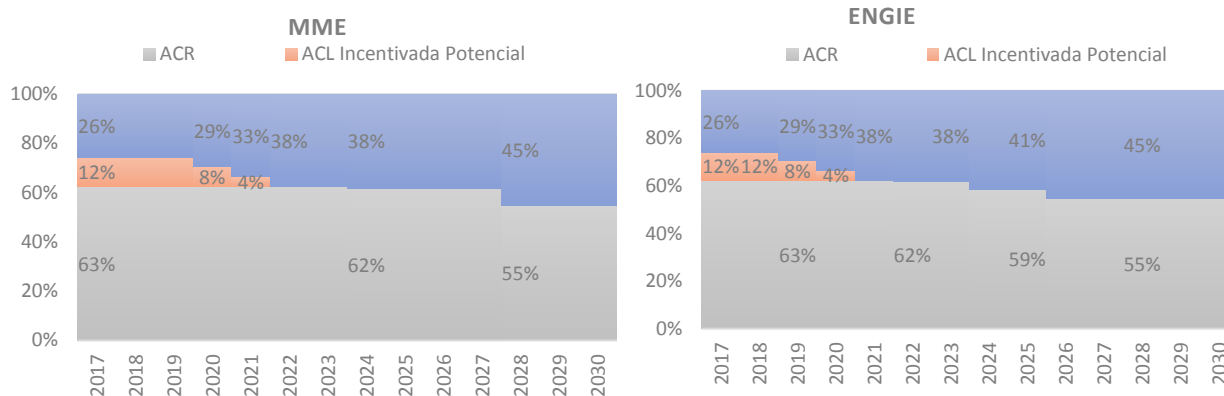
O segundo item é tratado por meio da substituição do atual mecanismo de adequação do suprimento baseado na contratação mandatória por uma contratação explícita de lastro separadamente da contratação de energia e também deve funcionar à medida que coordena a expansão para o atendimento do mercado como um todo e assim, assegurando a observância dos critérios de suprimento a longo prazo.

Assim, com os riscos mitigados, parece que o cronograma de abertura proposto na CP é desnecessariamente lento.

Sugerimos um cronograma de abertura mais acelerado do mercado livre, conforme apresentado na tabela que segue

Limite de que trata o Art 16 da Lei 9.074/95	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2026	2028
MME [MW]	3	3	2	1	0,5	0,4	0,4	0,075
ENGIE [MW]	3	2	1	0,5	0,4	0,25	0,075	0,075

As figuras seguintes apresentam a estimativa da evolução das fatias de mercado associadas aos limites de elegibilidade estabelecidos nas duas propostas.



Adicionalmente, a redução da reserva de mercado para as fontes especiais será compensada pela permanência de prêmio específico para tratar de política pública de fomento a tecnologias específicas. Quanto a essa estratégia de definição de prêmio para fontes especiais, mais adiante também propomos outras alternativas. **Desnecessário dizer que todos os direitos e contratos já firmados com as usinas em operação devem ser respeitados.**

Já a vedação da união de cargas com comunhão de interesses fato e direito representa um retrocesso. A comunhão se trata de importante mecanismo para grandes consumidores com pontos de consumo dispersos. **Sugerimos concatenar essa vedação com a última de abertura do mercado (75 kW).**

Entendemos como acertada a proposta de estabelecer uma clara fronteira entre os ambientes de atacado e varejo, pois os requisitos e obrigações de cada ambiente são distintos. No atacado, entendemos que a segurança sistêmica está acima das necessidades individuais e que esta segurança sistêmica só é obtida com um robusto arcabouço de garantias financeiras, cuja complexidade operacional depende de padronização e automação dos processos que, por sua vez, depende de escala para que o custo de transação seja minimizado. Por outro lado, é no varejo que as necessidades individuais podem ser atendidas de forma customizada, por meio de interfaces criadas pelos operadores de atacado na medida que estas interfaces agreguem valor para seus clientes. Um excelente paralelo é o mercado bancário administrado pelo Banco Central do Brasil – o Mercado de Curto Prazo (MCP) de eletricidade pode ser comparado com o Sistema de Transferência de Reservas (STR), um sistema de liquidação bruta em tempo real (LBTR), instituído em 2002 em substituição ao antigo sistema de liquidação diferida líquida (LDL) (a título de referência, a liquidação do MCP é classificada como um sistema LDL). Abaixo, para referência, indicação de dois artigos que podem inspirar o setor elétrico no correto dimensionamento do sistema de garantias financeiras do MCP:

- Sistemas de liquidação pelo valor bruto em tempo real (disponível em <https://www.bcb.gov.br/htms/novaPaginaSPB/LBTR.pdf>)
- Spot-Market Clearing: Solving the electricity credit malaise (disponível em <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2005/05/spot-market-clearing>)

Chamamos atenção, porém, que, para a efetivação da fronteira entre atacado e varejo com limite de representação direta na CCEE para consumidores de 1 MW, depende-se da satisfatória operacionalização da comercialização varejista. Até o momento, os agentes de mercado têm percebido riscos não gerenciáveis devido ao risco de liminares que os obrigaria a fornecer energia por tempo indeterminado. **Contribuímos neste assunto propondo que haja algum dispositivo legal incontroverso que estabeleça que consumidores possam ser fisicamente desligados em caso de inadimplência.** Isso reduziria o risco jurídico da figura do comercializador varejista.

REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE		
Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.	Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.	Aceleração da abertura de mercado. Inclusão de dispositivo legal que regulamente o corte em caso de inadimplência.

§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.” (NR)	§1º A partir de 201920, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. §2º A partir de 2021 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. §3º A partir de 2022 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. §4º A partir de 2024 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW. §5º A partir de 2028 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75-kW 250 kW. §6º §6º A partir de 2026, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW. §6º §7º 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. §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 dos prazos para comunicação prévia aos consumidores.	
Lei nº 9.427/96 “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. (NR)	Lei nº 9.427/96 “Art. 26. § 5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que	Manter a comunhão de interesses de fato e de direito. A complementação de 49% de energia perde o sentido com a nova forma de prêmio definido no item 3.107 da NT.

	produzirem , sem prejuízo do previsto nos §§ 1o e 2o deste artigo.	
§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. (NR)	§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 2025 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput. (NR)	

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

A flexibilização da obrigação de contratação de energia para atender 100% do consumo pode, de fato, ser flexibilizada após se resolver o problema de coordenação da expansão.

Assim, para se manter o adequado critério de segurança energética, é mandatório que essa **medida seja adotada somente após a efetiva implantação do modelo de contratação com separação entre lastro e energia**. É importante esclarecer que será obrigatória a contratação plena de lastro.

A conjuntura atual de sobra de energia não justifica antecipar essa mudança estrutural da regra – ou seja, permitir de imediato o consumo a descoberto - pois isso afeta a estratégia comercial das empresas. Agentes de mercado que tenham realizado a migração de consumidores ao mercado livre devem honrar com seus compromissos de entregar a energia contratada, por meio de energia própria ou de compras no mercado.

Após a efetiva separação de lastro e energia, pode haver flexibilização plena de contratação de energia no ACL, pois o contrato de energia será mero instrumento mitigador de risco financeiro e o consumidor livre, por definição, deve ser capaz de escolher o nível de risco ao qual pretende se expor. Ademais, esse risco não afetará a segurança energética pois a capacidade estrutural de produção (lastro) já foi garantida. Com a flexibilização da obrigação de contratação de energia espera-se um aumento da exposição e dos volumes financeiros liquidados no âmbito do Mercado de Curto Prazo. **Deste modo, para não aumentar o risco de inadimplência, a medida de flexibilização da cobertura contratual de consumo de energia depende da implementação prévia da medida de reforço das garantias financeiras previstas no item 3.57 da NT.** Reforça-se também a necessidade de se dispor de mecanismos mais efetivos para o desligamento de agentes inadimplentes, conforme proposto anteriormente.

Adicionalmente, como uma medida mitigadora de possíveis impactos na financiabilidade de novos projetos decorrente da contratação em separado de lastro e energia, **sugerimos manter, pelo menos nos próximos anos, a obrigatoriedade de contratação de 100% da energia no ambiente de contratação regulada (ACR) por meio de leilão concomitante ao leilão de contratação de lastro – por contratos de prazo compatível com a amortização do financiamento.** Essa proposta também se alinha ao interesse público pois não expõe os consumidores regulados a riscos para os quais não possuem controle algum.

Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 15 §7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.....” (NR)	Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 15 §7º-A Após a separação de Lastro e Energia prevista no art. 3º da Lei 10.848 de 2004 , O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga de energia”
Lei nº 9.427, de 1996 Art. 3º .. XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de	Lei nº 9.427, de 1996 Art. 3º .. XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de

cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995.....” (NR)	energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995 e do art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.....”
Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 2º..... §1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.....” (NR)	Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 2º..... §1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.....” (NR)

POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

A medida de centralização dos pagamentos e recebimentos dos encargos da transmissão é uma extremamente positiva e urgente, tendo em vista o crescimento exponencial do número de faturas e dos respectivos custos de gestão. No setor atual, com centenas de usuários e transmissores, não faz qualquer sentido manter o atual modelo de faturamento multilateral.

Adicionalmente, estudo em andamento, coordenado pelo ONS com a participação de agentes, para implantar a centralização dos pagamentos e recebimentos dos encargos de transmissão por meio de um Banco Gestor atesta a viabilidade do modelo centralizado, que levaria a um pagamento único por usuário da rede, bem como a um único recebimento pelo lado do transmissor.

Entretanto, a proposta em CP coloca o agente centralizador como contraparte dos contratos. Já o modelo em estudo pelo ONS não coloca o centralizador como contraparte dos contratos e mantém as relações contratuais bilaterais de hoje. Portanto, **sugerimos avaliar se, para se implantar a gestão centralizada, há necessidade (e benefício) de se alterar a contraparte dos contratos de transmissão.**

A CP propõe que o agente centralizador poderá ser a CCEE. Entretanto, o agente centralizador também poderia ser o ONS se a relação entre custo e benefício assim o indicar. **Sugerimos conferir opção legal ao Poder Concedente designar o centralizador dos contratos.**

Por fim, entendemos que a coexistência de dois modelos de gestão da transmissão (multilateral e centralizada) provavelmente será mais oneroso do que somente o novo modelo centralizado. Assim, **propomos que a regulamentação infra legal garanta incentivos regulatórios e econômicos para acelerar a migração dos atuais transmissores ao novo modelo proposto.** Por exemplo, o novo modelo seria compulsoriamente adotado sempre que houver alienação ou troca de titularidade das atuais concessões.

Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. §10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos:	“Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão podará ser realizada centralizadamente para pagamentos e emissão de documentos fiscais. §10. Os custos ou receitas decorrentes da gestão centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O poder concedente designará o agente centralizador de contratos. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;
--	--

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)	II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)
--	---

REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

MRE

O MRE, na forma atual, fracassou e, se não for revisto, será fonte de constantes interpelações judiciais.

A busca de maior eficiência individual – e de desjudicialização – não convive com o atual quadro sistemático no qual há supridores e demandantes estruturais de energia dentro do MRE. No conceito original, que era *hedge* financeiro individual, se pressupunha troca cíclica de papéis dentro do bloco: ora um gerador era superavitário em geração, ora era deficitário. Entretanto, como já amplamente conhecido, há usinas que há anos não contribuem ao mecanismo, o que estatisticamente não configura uma alternância de ciclo hidrológico e sim uma alteração estrutural da capacidade de produção, como exemplo, de algumas usinas do Nordeste.

Outro exemplo de distorção do mecanismo é a arbitragem regulatória possível por parte das PCHs. Como o MRE não é mandatório para estas usinas, aquelas com boa performance tendem a não participar do bloco, restando somente aquelas mais deficitárias.

Sugerimos, de imediato, trazer eficiência a esse mecanismo alterando as regras de alocação de energia (repartição) dentro do MRE de forma a considerar, em algum grau, a geração individual das usinas. Isso significaria alterar o atual racional utilizado no cálculo da energia alocada premiando, em algum grau, a geração individual.

Outra forma, mais simples, de se atingir esse objetivo é a elevação da TEO para todos os agentes. Nesse caso, a TEO deixaria de ser simples ressarcimento de custos e passaria a ser veículo para prêmio da eficiência. Assim propomos estabelecer a TEO entre algum valor entre o PLD mínimo e o PLD vigente no período de apuração.

Isso, contribuiria também na resolução da judicialização referente à TEO específica para Itaipu.

Como solução estrutural, propomos tornar o MRE voluntário, com regras de entrada e saída que evitem arbitragem e poder de mercado. Enquanto não for voluntário, não se pode permitir que algumas usinas (PCHs) tenham arbítrio entre participar ou não do mecanismo. Ou todas devem participar ou nenhuma pode escolher sair.

Serviços ancilares

Deve-se fomentar um mercado competitivo de serviços ancilares. No item separação de lastro e energia trazemos propostas concretas.

Granularidade dos preços

O item 3.8 da NT aponta que se deseja perseguir o aumento da granularidade temporal e espacial do preço, além de maior credibilidade na sua formação, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação. **Concordamos integralmente com esse objetivo.**

Sem dúvida o preço horário é um avanço que deve ser perseguido o mais rapidamente possível, uma vez que induz os agentes de produção e consumo a tomarem decisões que promovam o uso eficiente dos recursos.

Também, na mesma linha, entendemos, por coerência, que os recursos de geração sejam adequadamente modelados o mais proximamente possível da realidade, o que remete, por exemplo, ao uso de um maior número de reservatórios equivalentes de energia e que, no limite, todas as usinas, independentemente de tecnologia sejam modeladas individualmente.

Por outro lado, com respeito à granularidade espacial, entendemos que a adoção do paradigma de precificação nodal implica:

- mais custo de transação, por exemplo devido à complexidade operacional de gerenciar um balanço comercial por barra do sistema;
- elevação de custo por efeitos de aversão ao risco, pois mesmo em situações que a permanência de congestionamento seja de baixa probabilidade, os impactos relacionados à exposição pela diferença de preços são significativos. Visto que os agentes são avessos ao risco, a decisão de contratação será mais influenciada da pelos impactos de baixa probabilidade de que pelo valor médio;
- possibilidade de exercício de poder de mercado local, em situações nas quais a geração de um dado agente é indispensável para atendimento da carga local.

Assim, a despeito de eventuais vantagens decorrente da melhor representação da rede de transmissão, não há evidências de que este nível de detalhamento traga benefícios irrefutáveis, ao passo que os efeitos indesejáveis são facilmente identificados. Recomendamos o uso da precificação por zona, com o custo do redespacho recuperado junto aos agentes consumidores por meio de encargo, como ocorre hoje.

Oferta de preços

É nossa opinião que a oferta de preços é a melhor opção pois traz a cumplicidade dos agentes de mercado na definição do preço, o que o torna inquestionável. Há diversas experiências no mundo que demonstram que o preço formado por ofertas – com a devida regulamentação de práticas anticompetitivas – funciona e é capaz de sinalizar adequadamente o balanço entre oferta e demanda por eletricidade, subindo em períodos de escassez e reduzindo em períodos de sobreoferta, com a vantagem de sua incontestabilidade.

Ademais, o histórico de das crises enfrentadas pelo setor elétrico brasileiro, em sua grande maioria, tem como causa raiz a formação de preços de curto prazo.

Temos a visão que o paradigma de despacho baseado em oferta de preços fará com que os agentes, ainda que utilizem os mesmos modelos de otimização estocástica e mesma entrada de dados, em razão de diferentes percepções de risco, tomarão decisões não necessariamente idênticas, mas que conduzirão ao verdadeiro ponto “ótimo” de operação, ou seja ao ponto de operação eleito pela vontade coletiva. Definitivamente, não se pode afirmar que somente o uso de um único modelo, o qual obviamente considera um conjunto de simplificações, e um único decisor, seja a única forma de se obter operação ótima.

As dificuldades que se apresentam para implementação de preços por oferta no Brasil são contornáveis. O próprio Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, em 2002, avançou bastante nessa discussão, e demonstrou que é possível sim alterar o paradigma de despacho do setor elétrico brasileiro para ser baseado em oferta de preços. Em apertada síntese, poder-se-ia ter um modelo de despacho em que os agentes de geração ofertam disponibilidades e preço, sendo que no caso das hidrelétricas a disponibilidade estaria limitada a uma conta de energia que representa seus direitos em relação à energia armazenada no sistema. No caso das hidrelétricas, a conta é creditada com seus direitos em relação à afluente ao sistema e debitada com base nas ofertas aceitas. De posse dessas informações, o Operador identifica os volumes a serem despachados por blocos hidrelétrico e termelétrico, para cada submercado e, na sequência, faz a otimização física da programação da operação – observe que a menos dos procedimentos para construção da ordem de mérito (pela cadeia de modelos ou por manifestação dos agentes) todos os demais processos do Operador continuam exatamente os mesmos. Os direitos sobre a energia armazenada e afluente pode estar vinculado à própria usina ou ao conjunto das usinas, sendo que no segundo caso seria possível obter um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico similar ao atual MRE (mecanismo que na nossa visão deve ser voluntário).

Tomando em consideração a importância ainda maior que a correta formação de preços de curto prazo de energia assume com a separação de lastro e energia, sugerimos uma agenda, para ser iniciada a curto prazo, para adoção de preços por oferta no SIN.

Além disso, independentemente da adoção de preços por oferta, entendemos que os consumidores do atacado devem ter participação ativa no processo de despacho e formação de preços, com obrigação de declaração de quantidade e disposição a consumir, sujeitando-se aos mecanismos de incentivo apropriados, como por exemplo, a dupla contabilização.

Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 1º..... §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; 	Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 1º..... §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas, as declarações de preço e quantidade de cargas sob responsabilidade de agentes do mercado de atacado e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B;
§5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e	§5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e §5Aº O mecanismo a que se refere o §5º II deve prever regra de compartilhamento de risco hidrológico entre seus participantes com base nas gerações individuais. §5Bº O mecanismo a que se refere o §5º II será de participação facultativa dos geradores hidroelétricos a partir de 1º de janeiro de 2019 cabendo à ANEEL regulamentar as regras de participação visando restringir práticas anticompetitivas. §5Cº Até 31 de dezembro de 2018, o mecanismo a que se refere o §5º II será de participação obrigatória de todos os concessionários e autorizados de geração hidroelétrica integrados ao sistema interligado nacional.
§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.	§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários e com o mínimo de 12 reservatórios equivalentes.
§5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; 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-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar será por meio de: I – até 31 de dezembro de 2022, por meio de regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou e II – após 1º de janeiro de 2023, por meio de ofertas de preço feitas por agentes de geração e declarações de preço e quantidade de cargas sob responsabilidade de agentes do mercado de atacado, 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.	§5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos, e disponibilizados aos agentes no prazo de até 30 dias após a publicação desta MP.

II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias; (NR)	II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias; (NR)
LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO 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; (...) 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 independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica. (...) § 2o Ao aproveitamento referido neste artigo que funcionar interligado e ou integrado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismo de realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, devendo também se submeter ao rateio do ônus, quando ocorrer.	LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO 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; (...) 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 independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica. (...) § 2o Ao aproveitamento referido neste artigo que funcionar interligado e ou integrado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismo de realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, devendo também se submeter ao rateio do ônus, quando ocorrer.
LEI Nº 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016. Art. 24. Os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.	LEI Nº 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016. Art. 24. Os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A proposta em CP possibilita que o agente centralizador de contratos seja também contraparte desses contratos. Assim, com o passar do tempo, busca-se a convergência para uma tarifa única de energia no Brasil para todo o mercado regulado.

O texto não é suficientemente claro pois é possível interpretar, por exemplo, que a proposta visa o atingimento de um modelo *single-buyer*, em que alguma entidade, em nome dos consumidores, realiza todas as compras, faz os ajustes necessários entre os requisitos e recursos das distribuidoras, e ao final tem-se uma tarifa única de energia. Nessa alternativa, as distribuidoras não deveriam ser expostas ao risco de mercado decorrente das compras realizadas pela entidade centralizadora.

Também é possível interpretar que a entidade centralizadora é, na verdade, uma instituição acessória, que faz as compras, repassa às distribuidoras demandantes, mas são mantidas as responsabilidades de compras prudentes dessas distribuidoras. Essa interpretação decorre do fato que as atuais regras de repasse e de incentivos para aquisição de geração distribuída não são alteradas; portanto, não se alterando as atuais reponsabilidades de declaração de demanda das distribuidoras e os incentivos para contratação de energia. Se tais responsabilidades não são alteradas, não caberia às distribuidoras se submeterem a um risco que decorrerá das compras feitas por essa entidade centralizadora.

Temos a visão que, dada a ampla diversidade de nossas distribuidoras, muito marcada por diferenças regionais relevantes, seria extremamente complexo e desafiador que uma entidade centralizadora fizesse as compras em nome de todas as distribuidoras.

Nesse sentido, sugerimos que caso a entidade centralizadora seja implementada, esta deve ser um somente um meio acessório, mantendo-se aos atuais incentivos regulatórios para viabilizar a contratação prudente das distribuidoras.

De fato, pode-se alegar que o atual modelo de contratação e seus incentivos regulatórios não estão funcionando, tendo em vista que há inadimplência recorrente de algumas empresas de distribuição em contratos oriundos de leilões regulados – isso sem haver inadimplência de sua base pagadora, os consumidores finais – o que é uma aberração. Entretanto, apesar de fundamental para o bom funcionamento do setor, a razão desse problema é a equivocada operacionalização do sistema de conta garantidora, o que é matéria de regulação infralegal e se espera que a ANEEL resolva, definitivamente, esse grave problema.

Art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004 §2º A contratação regulada de que trata o caput deste art. deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte: §2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração. §2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da centralizadora de contratos, na formalização de que trata o §2º. §2º-D Poderá ser transferida à centralizadora a representação das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição no pagamento da energia elétrica proveniente: I – das cotas de garantia física de energia e de potência, adquirida junto à usina hidrelétrica prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; II – dos empreendimentos de que trata o art. 11 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; III – de Itaipu, adquirida na forma da Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973, exceto no caso de comercialização nos termos do art. 14-A. §2º-E Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, assegurado o repasse tarifário, conforme regulamento. §2º-F Os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça representação serão repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de	Art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004 §2º A contratação regulada de que trata o caput deste art. deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte: §2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração. §2º-B O Poder Concedente poderá designar pessoa jurídica a atuar como administradora da contratação pelas distribuidoras, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.” (NR) §2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da centralizadora de contratos, na atribuição de que trata o §2º-B. §2º-D Poderá ser designada à centralizadora a administração de contratos das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição no pagamento da energia elétrica proveniente: I – das cotas de garantia física de energia e de potência, adquirida junto à usina hidrelétrica prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; II – dos empreendimentos de que trata o art. 11 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; III – de Itaipu, adquirida na forma da Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973, exceto no caso de comercialização nos termos do art. 14-A.
---	---

distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia, conforme regulamento. §2º-G A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.” (NR)	§2º-E Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, assegurado o repasse tarifário, conforme regulamento. §2º-F Os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça administração serão repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia, conforme regulamento. §2º-G A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.” (NR)
---	---

POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

Inicialmente, cumpre ressaltar que a separação de lastro e energia não é, por si, um mecanismo de coordenação da expansão. Ou seja, pode-se separar lastro e energia e continuar contratando da mesma forma que hoje se faz na qual o mercado regulado contrata energia nova (lastro e energia) em contratos de longo prazo e o mercado livre, basicamente contrata eventuais sobras de lastro e energia do mercado regulado.

Acontece que, à medida que a sociedade almeja o poder de escolha e competição pela energia, o que torna iminente a abertura regulatória do mercado, faz-se necessário trazer também o mercado livre à responsabilidade de garantir a expansão da oferta.

Dito isso, se a definição for pela abertura de mercado – ou seja, mantida a proposta dessa CP – é necessário coordenar a expansão do mercado livre e faz-se necessário alterar o atual mecanismo de adequação do suprimento (contratação mandatório de energia com lastro implícito). **A proposta de uma contratação centralizada e explícita do lastro é um caminho que pode funcionar**, destacada a importância de se conferir credibilidade aos preços de energia de curto prazo.

Apesar das incertezas que cercam o mecanismo proposto, entendemos por bem compartilhar no âmbito desta CP uma possível forma de sistematização da contratação centralizada de lastro após o devido período de transição:

- Com 5 anos antes do suprimento, o poder concedente realiza um leilão de compra centralizada de lastro para atendimento do crescimento de carga previsto para aquele ano;
- O lastro alvo a ser contratado decorre da diferença entre oferta e demanda obtida a partir do balanço estático de garantia física, construído utilizando as técnicas usuais do planejamento da expansão. Torna-se crítico neste processo a credibilidade do cronograma de expansão e a previsão de crescimento de carga. Aqui, recomenda-se o uso de instrumentos de gestão das expectativas dos agentes, de forma similar ao utilizado pelo Banco Central na definição da política monetária, como o levantamento de expectativas dos agentes por meio do boletim Focus e a explicação do racional utilizado e tendência por meio de ata;
- Apesar de ser considerado para compor a oferta, o lastro existente não participa ativamente do leilão – a participação é como tomador de preço para evitar o exercício de poder de mercado;
- Assim, a interação entre os agentes entrantes e a demanda residual de lastro formam o preço do lastro para aquele leilão. Os agentes entrantes recebem um contrato de lastro de prazo compatível com o financiamento e os agentes existentes indicam se aceitam aquele preço por um contrato de lastro de 1 ano de duração;
- O custo de aquisição do lastro para um dado ano X futuro será rateado entre todos os consumidores ao longo daquele ano X, mês a mês, na proporção do consumo médio de uma janela móvel de 12 meses.

Há escolhas importantes que devem ser debatidas nos próximos meses, como a antecipação que se contratará o lastro, a sua aferição, a base de rateio de seus custos, etc., e que certamente não devem compor a Lei que estabelece a contratação centralizada de lastro.

Entretanto, para o bem do entendimento do assunto como um todo, apresentamos alguns comentários e sugestões:

- O recurso escasso no Brasil é a capacidade estrutural de produção de energia. Assim o será por muitos anos. Dessa forma, o lastro deve continuar a ser a própria Garantia Física das usinas, o que deve estar explícito na Lei. É imperativo que, à medida que concessões vençam ou a carência regulatória permita, as garantias físicas individuais sejam revistas para o atual (ou mesmo futuro) critério de confiabilidade;
- Não é necessário definir lastro de potência porque, ao se contratar energia, esse recurso vem ‘gratuitamente’ tendo em vista o fator de capacidade típico da principal fonte que compõe a matriz energética brasileira (hidrelétricas tem fator de capacidade de cerca de 50%). Escassez pontual de potência deve ser tratado com expansão da transmissão ou por contratação de serviço ancilar específico;
- A precificação de atributos é outro tema que vem sendo mal compreendido. De fato, é necessário que o Operador disponha dos recursos necessários à operação ótima do sistema e que o planejador, antecipadamente, garanta que esses recursos venham a ser contratados. **Entretanto, não se pode confundir atributos técnicos e físicos dos empreendimentos (adicionais à capacidade estrutural de geração de energia) com a criação de política pública para inserção de tecnologias cujo custo nivelado de produção esteja acima do custo marginal de expansão (do inglês, usinas out-of-the-market);**
- Idealmente o valor do lastro deveria ser igual para todas as fontes – independente da tecnologia ou de seus atributos adicionais. Os atributos técnicos e físicos adicionais, que sejam escassos e que precisem de estímulo econômico para comparecer, deveriam ser alvo de um mercado maduro de serviços ancilares. Como esse mercado, na prática, não existe, deve-se buscar uma forma de promovê-lo. **Dessa forma, sugerimos que a contratação de atributos técnicos e físicos específicos seja feita via contratos de prestação de serviços ancilares, ex-ante e, preferencialmente, por meio de contratos de médio e longo prazos.** Assim, o gerador sairia do leilão de contratação de lastro com dois contratos, um de lastro e outro de serviço ancilar (como já falamos, também sairia com um terceiro contrato de energia para o mercado regulado). Não adotar esse encaminhamento significa adotar preços diferenciados para o lastro a depender da tecnologia empregada;
- A vantagem dessa contratação é criar um histórico da (a) necessidade desses serviços bem como dos (b) preços que os mesmos realizam. Com o passar do tempo, haveria maturidade para se prescindir desses contratos de longo prazo de serviços ancilares e se migraria para prestação dos mesmos via precificação mais de curto prazo;
- Por fim, é justo e compreensível que o Poder Concedente defina política pública para o desenvolvimento de tecnologias *out-of-the-market*. **Entretanto, para o bem do funcionamento do mercado, sugerimos que esse subsídio seja explícito e que o veículo do mesmo seja exclusivamente o prêmio de incentivo de que trata o item 3.107 da NT.** À frente apresentamos nossas sugestões de como esse prêmio deve ser desenhado.
- Assim, na nossa proposta, todas as fontes receberão remunerações de lastro idênticas e decorrentes do processo competitivo. Entretanto, as que se comprometerem a prestar serviços específicos terão receita adicional de serviços ancilares e aquelas que forem alvo de política pública de fomento receberão receita adicional a título de subsídio de desenvolvimento;
- Como vantagem adicional, fica mais incontroverso fiscalizar o gerador quanto ao compromisso de lastro que o mesmo se submeteu e, quando for o caso, penalizá-lo na receita correspondente. O mesmo se aplica para o compromisso de prestação de algum serviço ancilar decorrente de atributo técnico específico;
- Sugerimos, ainda, não vedar, por Lei, a contratação de serviços ancilares de empreendimentos existentes, uma vez que esses são prestadores naturais desses serviços;
- Por fim, **tendo em vista o papel crítico que o preço teto do MCP representa para o bom funcionamento deste mecanismo, recomendamos que as diretrizes para a sua definição sejam determinadas em dispositivo legal.** Defendemos esta posição lembrando que o pagamento pelo lastro representa uma receita complementar à receita decorrente do mercado de energia (MCP e contratos bilaterais) e que em condições de equilíbrio a soma dessas receitas deve ser igual ao custo marginal de expansão. Portanto, é imprescindível que a receita disponível no mercado de energia seja corretamente calibrada para resultar na remuneração adequada dos investimentos e a variável responsável por esta calibração é o preço teto do MCP. **Cabe observar que a definição de um preço teto para o MCP é indissociável do critério de valoração do lastro. Por consequência, qualquer diretriz para a definição do preço teto do MCP indiretamente refletirá no valor do lastro. Então, também recomendamos explicitar em dispositivo legal os critérios para precificação do lastro** e também sugerimos que algum instrumento infralegal seja emitido (por exemplo, uma nota técnica da EPE aprovada por portaria ministerial) descrevendo a metodologia para identificação do preço teto do MCP a partir das diretrizes legais. A literatura indica como boa prática estabelecer, a partir do critério de precificação do lastro, um valor de referência – valor este exclusivamente para fins de planejamento, pois o valor real do lastro resultará de um processo competitivo – e com base nesta referência estabelecer um preço teto para o MCP. Nas nossas pesquisas, identificamos como um critério viável relacionar o valor do lastro ao

custo fixo da tecnologia com CVU mais elevado que comporá a matriz energética almejada pelo planejamento (este é o lastro mais barato disponível). Com esta informação, o preço teto do MCP é tal que a renda disponível no mercado de energia (obtida pelo valor esperado do PLD com piso e teto) seja igual ao custo marginal de expansão subtraído do valor de referência do lastro. Conforme os leilões de lastro vão se sucedendo e a formação de preço do lastro vai amadurecendo, o planejador pode realimentar o processo, assegurando o bom funcionamento do mercado – e neste ponto é relevante destacar que alterações no preço teto do MCP afetam toda a confiança dos agentes no mecanismo, portanto eventuais alterações devem respeitar a característica de dinâmica lenta inerente ao processo (e aqui nos permitimos mais um paralelo com o Banco Central, desta vez na definição da taxa básica de juros, a SELIC).

Como já exposto, a transição para esse novo modelo certamente requererá um esforço por parte das instituições para demonstrar que essa indústria de capital intensivo se manterá atrativa, o que pode significar, inclusive, aumento de preços no período inicial. Assim, é muito importante garantir que não aconteçam leilões de expansão da geração sem proponentes. **Sugerimos que os leilões de lastro sejam com sistemática de preços crescentes.** Isso seria fundamental para revelar a nova percepção de risco dos investidores.

Para mitigar o risco de sobrecontratação de lastro, sugerimos que sua contratação seja feita com parte com cinco ou seis anos de antecedência à entrega e outra parte contratada três ou quatro anos antes da entrega, quando houver melhor visibilidade da real necessidade da expansão.

É fundamental acabar com a segmentação de leilões, seja entre energia nova e existente, ou entre fontes. **Assim, é importante a proposta de encerrar com os leilões de reserva.**

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como: I - confiabilidade; II – velocidade de respostas às decisões de despacho; III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica; IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada; V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."	§7º Para assegurar o atendimento aos critérios de confiabilidade e segurança do sistema elétrico, adicionalmente à contratação de que trata este artigo, poderão ser contratados, conforme regulamentação, os serviços ancilares que tratam o art 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, considerando os atributos técnicos e físicos dos recursos energéticos, tais como: I - confiabilidade; II – velocidade de respostas às decisões de despacho; III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica; IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada; V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência.
	§8º Após a implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista neste artigo, o limite máximo do preço do Mercado de Curto Prazo deverá ser determinado com antecedência não inferior ao prazo de entrega, tendo como critério de cálculo a igualdade entre a renda disponível no MCP e a diferença entre o custo marginal de expansão e o valor de referência do lastro.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

Estabelecer um mecanismo de repasse de custos afundados decorrentes da migração de consumidores é essencial para a abertura do mercado. Como a migração não é gerenciável pelas distribuidoras, esse custo não pode ser pago somente por esse mercado.

Também do ponto de vista do mercado livre, é importante que a energia, que hoje fica “presa” na distribuidora, reflua para o ACL.

O ponto de atenção aqui é estabelecer métricas claras para definição do que é o excesso de energia contratada causado especificamente pela migração de clientes para o mercado livre, de forma a não repassar custos estranhos ao consumidor livre. Adicionalmente, entendemos ser imprescindível também esclarecer se o objeto da venda nesses leilões é constituído de lastro e energia ou somente energia. Essa definição é especialmente crítica, quando tratamos de contratos legados.

DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

Sinalização econômica é sempre desejável para incentivar os agentes a tomarem decisões alinhadas com o uso racional de recursos escassos. Sinal locacional de uso da transmissão ou da distribuição é importante mecanismo para incentivar a correta alocação dos empreendimentos. Assim, somente faz sentido usar esse sinal previamente à tomada de decisão de construção de uma usina. Definir um sinal locacional que se altere ao longo do tempo não faz sentido uma vez que o acessante, ao contratar seu uso pela capacidade que injeta ou que retira da rede, nada pode fazer caso sua tarifa de uso aumente ou diminua uma vez que ele já está instalado.

Portanto, os sinais tarifários propostos nessa CP devem ser aplicados para novos entrantes. **Idealmente, as tarifas de uso da transmissão e distribuição de novos geradores deveriam ser calculadas antes do processo de contratação de lastro (ou, no paradigma atual, antes dos leilões de energia) e deveriam ser fixadas, idealmente, por toda sua concessão ou autorização.**

Também sugerimos avaliar se a precificação dos atributos para contratação de lastro (no §7º do novo Art. 3º proposto para a Lei 10.848/04) não conflita com o sinal locacional aqui proposto.

Quanto à geração distribuída, é inegável a necessidade de se avançar com a tarifa binômia. Entretanto, apesar de o item 3.39 da NT dispor do “*compromisso de implantação da tarifa binômia com prazo predeterminado à cobertura legal para tarifas horárias*”, isso não se reflete no texto legal.

Assim, sugerimos que a implantação da tarifa binômia seja concatenada à efetiva implementação de tarifas horárias, minimamente para quem queira implantar geração distribuída. Isso significa, na prática, que os consumidores que desejem investir em geração distribuída devem, compulsoriamente, instalar medidores compatíveis. Caso contrário, não se valorizará a geração de energia nos momentos de maior tarifa – o que se espera da geração solar, por exemplo.

Adicionalmente, para os atuais consumidores com microgeração, como forma de atenuar o impacto em suas expectativas de *payback* dos investimentos já realizados, uma transição mais suave do sistema atual para a tarifa binômia, por exemplo, em 5 anos.

Tendo em vista que a legislação proposta nessa CP prevê o pagamento de prêmio de incentivo para geração renovável centralizada, não vemos razão para tratamento discriminatório para novos mini e microgeradores distribuídos. Assim, propomos estender à geração distribuída o mesmo prêmio volumétrico que será subsidiado à geração centralizada.

Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – **devem** prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

§3º É assegurado aos microgeradores distribuídos existentes permanecerem na tarifa monômnia por 5 anos após a efetiva segregação das tarifas de que trata o §2º.

§4º É assegurado aos novos minigeradores e microgeradores distribuídos o pagamento do prêmio de que trata o §1-D do Art. 26 da Lei nº 9.427/96.

SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

Como dito anteriormente, é aceitável que se estabeleça política pública para desenvolver determinado tipo de fonte. A dificuldade é encontrar a melhor forma de conceder subsídios. A experiência tem mostrado que a melhor alternativa é via subsídios explícitos fora dos mecanismos competitivos.

Sugerimos a adoção do prêmio de incentivo proposta nessa CP (com os ajustes à frente indicados) como veículo e única forma de conceder subsídios a novas usinas que sejam alvo de política pública de fomento. Para usinas existentes, temos uma proposta distinta da apresentada nessa CP.

Assim, cessaria qualquer segregação de demanda por tipo de fonte em leilões – mesmo de lastro – e não seria necessário criar atributos baseados em externalidades para justificar desenvolvimento de determinadas tecnologias.

No que tange à forma que prêmio de incentivo foi estabelecido nesta CP, pretendemos demonstrar que a mesma não funcionará por dois motivos principais: (i) aumentará substancialmente o volume de subsídios – o que não sobrevive no longo prazo – e (ii) distorce fortemente a competição relativa entre as fontes.

1. Aumento dos subsídios

Demonstraremos, ilustrativamente, que a proposta do MME levará ao aumento dos subsídios por conta do incentivo econômico que dará aos empreendimentos existentes.

Os subsídios que tratam os §§1º, 1º-A e 1º-B do art. 26º da Lei 9.427/96 incidem sobre a tarifa de uso (produção e consumo) e são fortemente afetados pelas seguintes componentes: MUSD/MUST, TUSD/TUST e ambiente de comercialização (benefício indireto pelo desconto na conexão dos consumidores que é virtualmente transferidos para o valor da energia).

O exemplo abaixo mostra o benefício percebido por três usinas eólicas hipoteticamente com mesmo uso do sistema (MUSD) e mesmo fator de capacidade, porém variando o seu ambiente de comercialização e a tarifa de uso:

	usina (1) Eólica (ACR)	usina (2) Eólica (ACL)	usina (3) Eólica (ACR)
MUSD (KW)	30	30	30
Desconto	50%	50%	50%
TUSD (R\$/kW.mês)	6,00	6,00	2,00
Fator de Capacidade	0,50	0,50	0,50
Geração anual (MWh)	131.400	131.400	131.400
EUSD s/ desconto (R\$/ano)	R\$ 2.160.000	R\$ 2.160.000	R\$ 720.000
Subsídio EUSD (R\$/ano)	R\$ 1.080.000	R\$ 1.080.000	R\$ 360.000
Margem ACL (25 R\$/MWh)	R\$ -	R\$ 3.285.000	R\$ -
Subsídio Total (R\$)	R\$ 1.080.000	R\$ 4.365.000	R\$ 360.000
Subsídio Total (R\$/MWh)	R\$ 8,22	R\$ 33,22	R\$ 2,74

O subsídio médio dessas três usinas é R\$ 14,72/MWh, porém com grande distinção entre elas. Nesse sistema-exemplo, a proposta em CP faria com que as usinas (1) e (3) optassem pelo subsídio médio (R\$ 14,72/MWh). Obviamente, a usina (2) permaneceria com o subsídio atual. Com essa opção, o subsídio total, mantidas as demais variáveis constantes, passaria de R\$ 5,8 milhões/ano para R\$ 8,2 milhões/ano, aumento superior a 40%.

Considerando a matriz atual, a opção de migração para as usinas existentes poderá ocasionar um considerável aumento da CDE em decorrência da dispersão dos subsídios equivalentes em R\$/MWh verificados hoje. Usinas que

percebem subsídios menores que a média, migrarão, enquanto as que possuem subsídios maiores permanecerão como estão. **Mesmo que esse ganho venha a ser contrabalanceado por eventual revisão de preços devido a reequilíbrio econômico-financeiro de CCEARs, há alteração da base pagante (CDE é pago por todo o consumo; CCEAR é pago pelo comprador de cada usina).**

Dessa forma, a proposta implica em um aumento desnecessário do subsídio, o qual sofrerá dificuldades no longo prazo para honrar os compromissos devidos àquelas fontes que genuinamente devem receber o desconto já contratado.

A nossa proposta é manter os descontos já concedidos na forma atual (desconto sobre o fio) até o final das atuais autorizações.

Alternativamente, caso de fato se deseje dar a opção de prêmio volumétrico também às usinas atuais, o caminho de mitigação deste risco é a diminuição desta dispersão de subsídios unitários (R\$/MWh) pela segregação de amostras. A dispersão será tão menor quanto maior a segregação das amostras (por patamar de tarifas de uso, tecnologia do empreendimento e ambiente de contratação, por exemplo). O critério de segregação a ser utilizado é fundamental para buscar manter a equidade entre as fontes e projetos. A consequência é a elevada complexidade; o benefício, a garantia de respeitar as condições iniciais propostas ao gerador e sem riscos de aumentos nos subsídios.

Por fim, caso seja mantida a proposta em CP, é necessário simular o impacto que a proposta teria na CDE a fim de assegurar que será possível honrar com o direito equivalente de desconto no fio previsto até o final das atuais autorizações.

2. Distorção da competição relativa entre as fontes

Agora demonstraremos porque a proposta em CP, em seu estágio atual, também não funciona para novos empreendimentos. Tomemos o exemplo abaixo como base.

	usina (1) Eólica (ACR)	usina (2) PCH (ACR)	usina (3) Solar (ACR)
MUSD (KW)	30	30	30
Desconto	50%	50%	80%
TUSD (R\$/kW.mês)	6,00	6,00	6,00
Fator de Capacidade	0,50	0,60	0,20
Geração anual (MWh)	131.400	157.680	52.560
Subsídio pré MP (usinas existentes)			
EUSD s/ desconto (R\$/ano)	R\$ 2.160.000	R\$ 2.160.000	R\$ 2.160.000
Subsídio EUSD (R\$/ano)	R\$ 1.080.000	R\$ 1.080.000	R\$ 1.728.000
Subsídio EUSD (R\$/MWh)	R\$ 8,22	R\$ 6,85	R\$ 32,88
Subsídio pós MP (novas usinas)			
Prêmio	R\$ 11,38	R\$ 11,38	R\$ 11,38
Subsídio EUSD (R\$/ano)	R\$ 1.495.385	R\$ 1.794.462	R\$ 598.154
Subsídio EUSD (R\$/MWh)	R\$ 11,38	R\$ 11,38	R\$ 11,38

A tabela acima representa, ilustrativamente, a atual política de subsídios e como seria alterada na proposta em CP. A fonte eólica e a PCH perceberiam aumento do subsídio enquanto haveria redução expressiva para a solar.

Dessa forma, a proposta em consulta pública representa muito mais do que a mera alteração da forma de distribuição do subsídio, ela significa alterar a política pública de subsídios entre as fontes e tecnologias.

Para evitar o problema acima identificado sugerimos que, para novas usinas, se estabeleça um prêmio de incentivo volumétrico (R\$/MWh) para cada tipo de tecnologia. O valor de cada prêmio é discricionariedade do poder concedente na sua função de executor de política pública. O fundamental é que esse subsídio seja (i) explícito, (ii) volumétrico e (iii) isonômico por tipo de tecnologia.

É razoável que esse subsídio exista somente enquanto a tecnologia estiver *out-of-the-market*, o que acontece em horizontes diferentes para cada fonte. Assim, o subsídio pode ser decrescente ou ter limite temporal diferenciado por fonte. Considerando, também, rápida redução de custos para as tecnologias mais novas, pode-se definir o prêmio por meio de processo competitivo, ou seja, uma espécie de leilão para distribuição de subsídio.

3. Sobre a base de cálculo do Prêmio

Acima, sugerimos usar o prêmio de incentivo como (único) subsídio para política pública de fomento a fontes não competitivas. Por essa razão, não se justifica limitar, a priori, ao montante de subsídios concedidos no ano de 2016.

Todavia, é importante registrar outro equívoco da NT ao calcular o prêmio de incentivo com base no ano de 2016.

A proposta em CP estabelece que o prêmio de incentivo será calculado com base nos gastos da CDE no ano de 2016. É importante destacar que a Lei 13.360/2016, alterando o art. 13º da Lei 10.438/2002, permitiu que a CDE arcasse com a subvenção também da TUST (transmissão) em decorrência do desconto para as fontes incentivadas a partir de 2017. Até 2016, a CDE abraçava somente o desconto na TUSD (distribuição). Esta nova atribuição da CDE, em vigor, foi estimada pela ANEEL (NT nº 398/2016-SGT/ANEEL) para o ano de 2017 um total de R\$ 454,3 mi. **Assim, para não se desconsiderar parte importante do subsídio concedido, esse montante de ser somado à base de cálculo do prêmio que trata esta CP, caso a proposta seja mantida.**

Art. 26 da Lei nº 9.427/96 §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. §1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características: I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.; II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts); III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.	Art. 26 da Lei nº 9.427/96 §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. §1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características: I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.; II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts); III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.
§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D: I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir; II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e III – será pago ao titular da outorga.	§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D: I – corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir I - será determinado pelo Poder Concedente, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio; II - será idêntico entre específico para cada uma das fontes de que trata este art.; e III – será pago ao titular da outorga.
§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E: I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017. §1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber	§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E: I – será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017. §1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber

o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.”

~~o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.”~~

RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE

Sem sugestões.

RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS

Com relação à proposta de desconstrução de usinas com CVU elevados, a mesma parece inócua uma vez que os geradores não têm nenhum incentivo em optar pela rescisão contratual – a menos que estejam enfrentando dificuldades em honrar com os atuais compromissos de entrega.

A sugestão é que seja permitido pagar um prêmio de saída com base no benefício total percebido pelos consumidores com a rescisão desses contratos.

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.

§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.

§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.

§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.

§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.

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.

§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.

§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.

§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.

§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.

~~§5º É autorizado o pagamento de incentivos econômicos aos geradores que optarem pela opção de que trata o caput, sendo esse pagamento limitado ao benefício percebido pelos consumidores pela rescisão desse contrato.~~

~~§6º As despesas com o pagamento do incentivo econômico de que trata o §5º serão rateadas entre os consumidores beneficiados com a rescisão do contrato.~~

GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO

Apesar da nobre intenção do MME de buscar a desjudicialização do setor, verifica-se que essa proposta pode ser inócua uma vez que os recursos atuais da RGR são de pequena monta.

Assim, complementarmente, sugerimos usar recursos da CDE também para esse fim. Nada mais justo uma vez que esse imbróglio nasceu da MP 579 que introduziu uma redução artificial de preços e tarifas que emperra o setor até hoje.

Art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 §4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.	Art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 §4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §4º-B Havendo insuficiência dos recursos da RGR, a CDE poderá ser utilizada para o fim de que trata o §4º-A. §4º-C A destinação de recursos nos termos dos §4º-A e do §4º-B será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.
--	--

DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

As medidas propostas são extremamente meritórias. Provou-se definitivamente, com a MP 579, que regulação por custo para geração não induz à eficiência setorial. **Concordamos com as medidas apresentadas.**

Sugerimos, adicionalmente, aproveitar as licitações de que tratam essa medida para se recalcular a garantia física dessas usinas de forma a evitar qualquer valor que não esteja com base no atual critério de confiabilidade.

Com relação à garantia de indenização de investimentos não indenizados de PIEs citada na introdução, nossas contribuições seguem nas alterações da Lei nº 12.783/2013, abaixo.

Lei nº 12.783, de 2013 Art. 1º § 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.	Lei nº 12.783, de 2013 Art. 1º § 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.	Sugerimos suprimir este item, que traz confusão quanto à interpretação e à abrangência da Lei 12.783/2013. Com relação à abrangência: O objetivo da referida lei não era alcançar a produção independente de energia, o que está claro no item 2 da exposição de motivos da MP 579/2012: “2. A proposta em tela dispõe sobre os contratos de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas anteriormente à Lei nº 8.987, de 1995”, portanto, concessões de serviço público. Com relação à interpretação: O texto gera dúvidas uma vez que um parágrafo tem o efeito de expressar os aspectos complementares à norma enunciada no caput do artigo e não pode estender seus efeitos por toda a Lei.
Decreto 2.003/1996 Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. § 1º Para determinação do montante da indenização a ser	Decreto 2.003/1996 Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. § 1º Para determinação do montante da indenização a ser	Dirimida a dúvida que poderia ser levantada com a contribuição acima, cabe esclarecer também o direito de indenização do PIE previsto na Lei nº 8.987/95 e lei nº 9.074/95 e regulamentado pelo Decreto 2.003/96. O art. 36 da Lei nº 8.987/95, impõe que a indenização será referente aos investimentos não completamente amortizados e que tenham sido direcionados à continuidade ou atualidade do serviço concedido. Na prática, no que tange à continuidade temos todos ativos do Projeto Básico (especialmente a reposição) enquanto à atualidade temos os investimentos na modernização. Já o §2º do art. 4 da Lei 9.074, estabelece um prazo mínimo para a amortização dos investimentos iniciais. Interpretação diferente desta não é factível pois até o último dia antes da reversão dos bens pode ser esperado

paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.	paga além dos ativos não amortizados previstos no projeto básico , serão considerados também os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente. [...] § 3º A ANEEL deverá emitir ato normativo para regular a indenização das concessões outorgadas sob o regime de PIE	algum tipo de investimento para manter a continuidade e atualidade do serviço. O Decreto 2.003/96, por sua vez, vem a regulamentar estritamente o que está regido pela lei, sem acrescentar restrições previstas na lei superior. O mesmo conceito vale para a subordinação do parágrafo com relação ao conteúdo do <i>caput</i> do seu artigo. Portanto, o §1º do art. 20 não pode ser interpretado como um direito de indenização exclusivo dos investimentos posteriores não previstos no projeto original. Portanto a mudança no §1º do art. 20 e a inclusão de um §3º visam afastar qualquer instabilidade nas interpretações do tema.
--	---	---

ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE

Sem sugestões.

PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW

Sem sugestões.

DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Os geradores vêm debatendo a respeito do seu direito ao recebimento dos montantes referentes ao GFOM desde 2013. Em 2015, com a publicação da Resolução Normativa 684/2015 – ANEEL, esses geradores tiveram a oportunidade de repactuar seu risco hidrológico, transferindo esse risco ao consumidor mediante pagamento de prêmio de risco, prêmio este majorado devido ao deslocamento causado pelo GFOM desde 01/01/2013.

Em 2017, como resultado da Audiência Pública 045/2016, foi publicada a Resolução Normativa 764/2017 – ANEEL, dando direito aos geradores do ACR de receber, a partir de 26/04/2017, os montantes de GFOM referentes à parcela não repactuada.

Vale lembrar que o pleito desses geradores nesta Audiência foi de receber todo o GFOM (não apenas o referente a parcela repactuada), haja vista que foi pago um prêmio para a repactuação.

Com isso, não há mais discussão quanto ao mérito do recebimento do GFOM por parte do gerador deslocado.

É justo e razoável que a nova MP possibilite a retroação do GFOM aos geradores do ACR, no período compreendido entre 01/01/2013 e 25/04/2017, independentemente da desistência da repactuação, tendo em vista que esses geradores nunca tiveram a possibilidade de receber o devido ressarcimento referente ao GFOM neste período.

Dessa forma, sugerimos eliminar a obrigatoriedade de desistência da repactuação para elegibilidade à retroação do GFOM que aqui se trata.

Ainda assim, na nossa opinião, as medidas aqui apresentadas serão insuficientes para resolver o problema da judicialização. O reconhecimento retroativo do GFOM é imprescindível mas ainda parece não ser suficiente para motivar as empresas detentoras de liminares judiciais aderirem a esse novo acordo. Isso porque há outros efeitos, de natureza não hidrológica, que agravaram fortemente o GSF nos últimos anos.

Propomos reconhecer e mitigar, inclusive retroativamente, os efeitos não hidrológicos, além do GFOM, que impactaram o GSF:

- (a) **atraso das linhas de transmissão de projetos estruturantes;**
- (b) **antecipação de garantia física de projetos estruturantes.**

A medida (a) seria identificar a parcela de garantia física não transmissível por atraso de instalações de transmissão, desde 2012, e anular esse efeito do GSF. Isso seria equivalente a não ter permitido que essa garantia física tivesse ingressado no MRE. Obviamente os empreendedores – que não deram causa a esse atraso – devem ficar plenamente neutros nessa compensação. Eles próprios, na qualidade de geradores do MRE, foram severamente prejudicados por esses atrasos de transmissão.

Essa medida se mostra ainda mais importante face ao grande risco de atraso futuro das linhas de escoamento da UHE Belo Monte devido ao atraso de transmissão.

A medida (b) repara o que foi, sabidamente, uma forma de artificialmente reduzir os preços de energia dos projetos estruturantes. A sugestão é identificar o quanto de garantia física foi antecipada e neutralizar esse efeito do GSF, repassando os custos à União (na forma de extensão da concessão).

Outra importante medida seria facultar aos geradores estruturantes a repactuação de preços mediante redução das respectivas garantias físicas. A parcela de energia regulada teria suas tarifas revisadas imediatamente e a parcela de energia livre seria compensada via extensão de concessão. A redução das garantias físicas desses projetos – mantendo o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes – traria um benefício a todo o MRE, inclusive a eles próprios, por meio da redução da exposição devido ao GSF.

Lei nº 13.203, de 2015 Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de: I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; II - importação de energia elétrica sem garantia física; e III - (VETADO); §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput. §2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §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. §4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:	Lei nº 13.203, de 2015 Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de: I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; II - importação de energia elétrica sem garantia física; e III - (VETADO); IV – Atraso de instalações de transmissão; e V – Antecipação de garantia física de projetos estruturantes. §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput. §2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; e II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito;e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §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 - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)	§4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º: I – ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)
	Art. 2-Ao É facultado aos projetos estruturantes solicitar a revisão dos preços regulados e a extensão da concessão para compensação da parcela de energia livre mediante redução voluntária das garantias físicas.

PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO

Sem sugestões.