

## **PERGUNTAS FREQUENTES REALIZADAS SOBRE A CONSULTA PÚBLICA #33 – Versão de 15.08 – NOVAS PERGUNTAS**

Desde a publicação da Consulta Pública N° 33, as equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) têm participado de vários encontros e discussões internas, com outras instituições, agentes de mercado, e investidores. Nestes encontros, foram feitas diversas perguntas sobre muitos dos aspectos da consulta. Algumas perguntas foram repetidas por mais de um grupo.

Visando a comunicação, o diálogo, e a uniformização do entendimento e da informação entre todos, este Ministério disponibiliza abaixo uma lista das perguntas mais frequentes até o momento sobre a Consulta Pública N° 33, com as respectivas respostas. Esperamos atualizar esta lista semanalmente com a incorporação de mais perguntas, bem como o aprofundamento e aperfeiçoamento das respostas.

Naturalmente os esclarecimentos aqui apresentados não são definitivos ou conclusivos. O objetivo desse documento é contribuir com a compreensão da proposta colocada em consulta e facilitar o diálogo. Não se trata de antecipação de decisões sobre o material final ou análise de contribuições.

### **O prazo para contribuições será adiado?**

O novo prazo para contribuições à Consulta Pública é dia 17 de agosto.

### **NOVAS PERGUNTAS em relação ao FAQ de 19.07**

#### **O conceito de lastro ainda não está claro. Afinal, o que é o lastro e qual sua diferença para energia?**

Lastro e energia são coisas diferentes.

Lastro é a *habilidade* de um equipamento entregar um produto ou serviço, uma medida de confiabilidade. Por exemplo, dado o critério de confiabilidade atual de suprimento de energia, o lastro de energia de um projeto é, hoje, a sua *garantia física*. Se o critério de suprimento de energia fosse, por exemplo, assegurar a segurança de suprimento na ocorrência da sequência hidrológica mais severa do histórico, o lastro de um projeto seria uma outra métrica, que neste caso é conhecida na literatura como sua *energia firme*. O lastro de suprimento de energia é o único lastro presente no setor elétrico brasileiro. Se tivéssemos um critério explícito de suprimento de ponta, poderíamos ter um lastro de ponta. Se tivéssemos um produto classificado, por exemplo, como flexibilidade operativa (habilidade de entregar energia rapidamente, por exemplo de elevar ou reduzir a produção em “x” horas consecutivas) poderíamos ter um lastro de flexibilidade, por equipamento.

Energia é a quantidade fisicamente produzida por cada equipamento de geração (ou consumida por cada consumidor), medida em MWh e utilizada para a liquidação no mercado atacadista, ou seja, na CCEE. No caso das hidroelétricas, sua energia é conhecida como “energia alocada pelo MRE” e é uma fração da produção hidroelétrica total. Há contratos financeiros para mitigar

riscos de mercado (por exemplo, risco de variação de preços no mercado de curto prazo) na comercialização desta energia.

### **Haverá separação em lastro e energia para usinas existentes ou valerá só para as novas?**

O lastro é uma propriedade do gerador, ou seja, cada usina – existente ou nova – já possui hoje um lastro de energia. Portanto, cada gerador do sistema terá um lastro, seja de energia, ponta, flexibilidade, etc.

Obrigações de instrumentos contratuais e autorizativos legados, após a separação de lastro e energia serão preservados, o que implica em que vendedores e compradores que possuam estes contratos legados, em que lastro e energia são comercializados juntos, continuam percebendo fluxos monetários de acordo com as regras destes contratos. A forma de implantar esta diretiva será debatida em regulamentação específica.

### **A venda do lastro está associada à entrega de algum atributo. Como será medida a entrega ou penalizada a falta?**

Esta medida será debatida em regulamentação específica.

Observe que hoje cada gerador possui um lastro (sua “garantia física”) e a apuração da entrega da garantia física hoje no Brasil já é feita de duas maneiras: mensalmente, através da apuração da média móvel de disponibilidade apurada nos últimos 5 anos, e a cada cinco anos no caso das hidroelétricas, através da revisão ordinária de garantia física.

### **Como vai funcionar efetivamente o mecanismo de atribuição e precificação do lastro para usinas novas e existentes?**

Esta medida será debatida em regulamentação específica.

Cada gerador terá sua medida de confiabilidade (a quantidade de lastro limite que poderá comercializar) calculada – respeitando o critério de suprimento adotado e preservando os direitos já existentes. A negociação do lastro ocorrerá em leilões de lastro através de mecanismos ainda a serem definidos durante a etapa de regulamentação.

### **A precificação de um atributo significa que o gerador receberá um fluxo financeiro por ele?**

Não necessariamente.

A precificação explícita de um atributo significa que o sistema valoriza (ou penaliza) uma fonte por algo não capturado nos preços dos produtos atualmente comercializados. Portanto, uma forma de implementar os atributos é fazê-los corresponder a um “peso” (positivo ou negativo) para, no critério de seleção de um leilão, apenas dar uma vantagem ou uma desvantagem para uma tecnologia em relação à outra, sem significar um fluxo financeiro associado ao gerador. Isso já ocorre atualmente, como por exemplo na parcela “delta k” no ICB das térmicas. O “delta k” mede qual a penalização que uma térmica a GNL que escolheu o “despacho antecipado” deve possuir em relação à outra que não escolheu esta modalidade de despacho por estar alocando ao consumidor o risco associado à incerteza deste despacho.

Mas há outra forma de implementar os atributos. Um projeto poderia receber financeiramente o valor do seu atributo caso haja um produto explicitamente desenhado para ele e com uma obrigação associada ao gerador. Por exemplo, um projeto pode receber um fluxo financeiro associado à sua capacidade de fornecer “rampa” ao operador do sistema em um intervalo de x horas consecutivas, por exemplo. Mas neste caso, um compromisso de entrega física (com verificação e penalidades associadas) é necessário. Caso não haja esta obrigação, então este atributo é usado apenas para valorizar as tecnologias que o possuem e penalizar as que não possuem.

**Como será definida a demanda do leilão de lastro? Qual a participação das Distribuidoras nesse processo, ou seja, que informações elas enviarão e qual o compromisso delas com a nova expansão?**

No momento, prefere-se a alternativa de implantação em que a definição da demanda de lastro é de responsabilidade do Poder Concedente, através de mecanismos e regulamentação ainda a serem estabelecidos e utilizando a informação distribuída do sistema, incluindo das distribuidoras e consumidores livres.

**A redução da obrigação de contratar dos consumidores não seria ruim para a financiabilidade?**

Reduzir ou eliminar a obrigação de contratação centralizada é essencial para o funcionamento adequado do modelo no longo prazo. Como a energia é um bem privado, idealmente a gestão do portfólio deve caber aos próprios agentes do ACR ou ACL.

De uma forma conceitual, o contrato de energia é uma proteção financeira contra o risco de preços de mercado (o “PLD”). Reduzir a obrigação de contratar energia implica em aumentar a exposição deste consumidor ao mercado spot caso ele não se contrate. Ou seja, reduzir não significa que a possibilidade de contratar não exista, ela apenas passa a ser *voluntária*.

No caso do mercado regulado, há de se reconhecer que a ausência completa de obrigação de contratar poderia expor os consumidores regulados a uma volatilidade excessiva nos preços de energia caso seus supridores de energia – por exemplo, as distribuidoras ou comercializadores de ultima instancia (ou *default*) – não contratem. Qualquer redução da obrigação de contratação deve vir acompanhada de mecanismos que deem o incentivo às distribuidoras para a gestão adequada de risco. Tendo o poder concedente responsabilidade pela estabilidade tarifária dos consumidores, para esta classe de consumo faz sentido impor uma obrigação mínima de cobertura da carga por contratos – por exemplo, 70, 80, 90% da carga – com fins exclusivamente de buscar estabilidade tarifária. Por consequência, esta obrigação de contratar – ainda que com níveis mais reduzidos – produz um mercado de contratos que ajuda a financiabilidade dos geradores. Esta será a filosofia sobre a regulamentação deste tema.

**A contratação centralizada de lastro conviveria com um mecanismo de potenciais penalidades por insuficiência de lastro contratual de energia?**

Se algum segmento de mercado tiver uma obrigação de contratar energia, haveria sim um mecanismo de incentivos para a boa gestão de riscos deste segmento.

**A financiabilidade da geração com a separação lastro x energia não está clara. Como garantir seu sucesso?**

Como dito na Nota Técnica, separar lastro e energia não resolve a financiabilidade, apenas “organiza” os produtos comercializados. Por exemplo, hoje são comercializados dois produtos em um único pacote: garantia física e um contrato de energia. A comercialização destes dois produtos pode ocorrer de forma separada.

É importante inicialmente dizer que a separação entre lastro e energia será realizada com responsabilidade, discussão com os agentes e o produto lastro deve ser desenhado em conjunto com outros mecanismos.

Reconhece-se que a comercialização separada e descoordenada destes produtos pode, em um primeiro momento, não contribuir para o sucesso da financiabilidade da expansão da geração caso não existam mercados organizados de contratos de energia como “facilitadores” de liquidez e solvabilidade para a negociação destes produtos. A separação da negociação dos produtos sem a existência de mercados maduros para negocia-los significa aumento desnecessário de riscos para a financiabilidade e não será feita.

Portanto, faz sentido imaginar os primeiros leilões sendo realizados com a comercialização concomitante do “pacote” lastro e contratos de energia para o ACR, cuja liquidez de contratos viria pela manutenção de alguma obrigação de contratar energia para os consumidores regulados como instrumento de proteção tarifária. Utiliza-se a expressão *concomitante* em referência ao fato de que, ainda que lastro e energia serão dois produtos separados e com precificação também separada, ambos seriam contratados no mesmo instante de tempo, oferecendo aos geradores possibilidades de precificar cada um deles de forma a formar um *pacote* que contribua à financiabilidade do projeto. Prazos e condições compatíveis com o mercado de financiabilidade brasileiro serão adotados para ambos os produtos em cada leilão. Na medida em que o mercado de energia (e contratos de energia) se torne mais maduro, incluindo a evolução do tamanho do mercado regulado, estas condições serão revisadas.

**Pela resposta anterior, isso significa que os primeiros leilões para energia nova seriam muito parecidos com os atuais? Se sim, então qual a vantagem de separar lastro e energia?**

Possivelmente os primeiros leilões para energia nova seriam muito parecidos com os atuais, por uma questão da falta de maturidade e liquidez dos mercados spot e de contratos de energia do Brasil. Porém, os geradores sairiam com dois produtos após o certame – um contrato de lastro e outro de energia – o que possui diversas vantagens, como a revelação de preços de cada um dos produtos individualmente e a valorização explícita da confiabilidade.

**Os geradores existentes terão preços de lastro associados a seus contratos atuais?**

A proposta inclui o respeito pleno aos contratos e para os geradores existentes e contratados, sendo que os fluxos financeiros continuam ocorrendo segundo as regras destes contratos. O gerador poderá, em caráter informacional, ter o preço de lastro de seu contrato explicitado através de regulamentação ainda a ser detalhada, mas sem efeito financeiro sobre seu fluxo de caixa.

### **A separação entre lastro e energia ocorrerá já em 2017?**

A comercialização separada entre lastro e energia, se aprovada, demandará algum tempo para seu detalhamento, o que envolve regulação, organização de regras, procedimentos, etc, o que impede a sua total implementação de forma imediata. Ou seja, a sua entrada em vigor será bastante gradual, observando o prazo necessário para garantir a sua efetividade.

### **Mudar a formação de preços de custos para por oferta não seria um movimento brusco?**

Esta mudança introduziria um novo paradigma para a formação de preços e, caso ela seja considerada para o sistema, teria que ser precedida de um amplo período de testes com os agentes e operação sombra no mercado antes de ser implementada.

### **Desconheço um modelo de formação de preços por oferta que possa funcionar no Brasil, existem exemplos?**

Sim, existem exemplos. Na sequência, coloca-se um exemplo a título ilustrativo, para aludir à real possibilidade de operacionalizar um modelo de formação de preços por oferta no Brasil, sem que este exemplo sugira qualquer preferência institucional para o mecanismo neste momento.

A Resolução nº 18, de 22/6/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o modelo setorial originalmente implementado no país como consequência do “projeto Reseb”, de 1996. Este Comitê de Revitalização produziu vários relatórios, abrangendo uma série de temas tais como o reforço dos mecanismos de mercado e aperfeiçoamento da formação de preço, incluindo a formação de preços por oferta.

Seu Relatório de Progresso N° 2 propôs um mecanismo de oferta de preços para a energia por parte de produtores hidroelétricos que preserve integralmente o MRE e, ao mesmo tempo, permite que cada produtor hidroelétrico assumira seus próprios riscos de produção.

Citando o Documento de Apoio F (“Formação de Preço por Oferta”) do Relatório de Progresso nº 2, de janeiro de 2002:

*“O ponto central do MRE é a repartição entre seus participantes da totalidade da energia hidroelétrica, proporcionalmente às respectivas energias asseguradas.*

*A forma em que é feito este compartilhamento consiste na repartição de toda a produção das usinas englobadas entre os vários participantes.*

*O que se propõe aqui é simplesmente uma alteração na forma de compartilhamento: ao invés de repartir a produção de energia, propõe-se repartir a energia afluente às usinas participantes. Uma vez realizada esta repartição, cada participante do MRE teria o direito de oferecer sua quota, ou parte dela, ao MAE, pelo preço que julgasse adequado. O despacho seria realizado com base nestas ofertas realizadas pelos geradores hidroelétricos e nos preços ofertados pelos demais agentes (geradores térmicos, detentores dos direitos de conexões com países vizinhos, ofertantes de redução de demanda, etc.). Este despacho indicaria a produção hidroelétrica total*

*em cada submercado. Com base nele, o ONS faria o despacho físico desta produção de forma ótima entre as usinas hidroelétricas. No entanto, em termos contábeis, a produção hidroelétrica seria atribuída aos participantes do MRE cujas ofertas de preço tenham sido aceitas, cabendo a estes a remuneração correspondente no MAE. Os responsáveis pela geração física seriam remunerados da mesma forma em que o são hoje, ou seja, através de uma tarifa que deve, em princípio, cobrir os custos imediatos da geração hidroelétrica. Quanto aos participantes do MRE cuja oferta de geração não tivesse sido aceita, sua energia seria armazenada, na medida em que houvesse espaço para isto nos reservatórios do sistema. Desta forma, a energia armazenada nos reservatórios do sistema pertenceria apenas aos geradores que não tivessem vendido suas energias afluentes, e ficaria à disposição dos mesmos para comercialização em períodos posteriores.*

*A mecânica de funcionamento deste modelo é relativamente simples, exigindo apenas o cálculo, em cada período, da energia afluente a cada submercado (que já é feita), sua repartição entre os vários participantes do MRE em proporção às respectivas energias asseguradas, e a contabilização do balanço de energia e da energia armazenada pertencente a cada agente.*

*Em suma, a implementação do mecanismo proposto necessita que:*

- 1. Seja contabilizada a energia afluente correspondente a cada participante do MRE, a produção a ele alocada e a parcela de energia armazenada que lhe corresponde, resultante do balanço entre a energia armazenada que lhe cabe no início de cada período, sua parcela de energia afluente e a produção que lhe seja atribuída no mesmo período; e*
- 2. Cada participante possa oferecer sua parcela de energia em cada submercado ao preço que considerar adequado.*

*Ambas as medidas são relativamente simples, não ferem absolutamente os princípios do MRE, e permitem que cada participante do MRE assuma seus próprios riscos, sem prejudicar os demais. Em outras palavras: o risco sistêmico, que hoje é incorrido por todos os geradores a partir das decisões do ONS, é transformado em risco individual, incorrido por cada gerador com base em suas próprias decisões.*

*Finalmente, estas medidas permitem a introdução do despacho baseado em preços no Sistema Interligado Nacional. Isto ocorre porque elas obrigam cada gerador a fazer uma avaliação realista das perspectivas do sistema no futuro e, com base nesta avaliação, decidir o preço pelo qual deverá ofertar sua energia, e o conjunto destas ofertas forma a função de valor marginal da energia armazenada no sistema. Eliminam-se, desta forma, todas as polêmicas relativas a custo do déficit, taxa de desconto e projeções de evolução da oferta e da demanda, uma vez que cada agente terá de fazer suas próprias avaliações, tomar suas decisões com base nelas, e assumir responsabilidade integral pelas consequências.*

*A função do ONS neste contexto será a de otimizar a produção hidráulica em cada submercado e otimizar o despacho levando em conta as restrições elétricas do sistema.”*

Esta proposta foi amplamente estudada em 2002, destacando-se as seguintes atividades: (i) desenvolvimento e implementação de um Simulador de Ofertas de Preços (modelo SOPEEE) que permitia testar a metodologia proposta através de testes e simulações com os agentes do

mercado brasileiro; (ii) detalhamento da implementação das propostas em regras algébricas; (iii) seminários sobre identificação e mitigação de poder de mercado de agentes geradores.

Em 2008 a CCEE e outros agentes retomaram este tema com aperfeiçoamento das propostas originalmente realizadas, tendo a CCEE organizado um *Workshop internacional sobre formação de preços*.

**Porque o cronograma de abertura do mercado definido como referência no texto da Consulta Pública não é mais agressivo?**

No cronograma de abertura proposto pesa o grau de maturidade e desenvolvimento do mercado de energia brasileiro e a necessidade de financiabilidade, como discutido em pergunta anterior. Leva também em conta a necessidade de implantar outras medidas definidas no texto da Consulta Pública – como a própria separação de lastro e energia – antes de atingir níveis mais elevados de abertura do mercado, sendo que estas medidas são requeridas para continuar garantindo a economicidade e segurança de suprimento em um contexto em que o mercado livre ampliado. Caso a financiabilidade da expansão da geração esteja evoluindo de forma satisfatória com a abertura de mercado proposta, a abertura poderia ser acelerada.

**Porque a proposta não trata do comercializador de ultima instancia?**

Este tema não cabe no nível de detalhamento atual, porém deverá ser abordado em etapas de discussões para a regulamentação de temas infralegais.

**Não está claro se por “descomissionamento econômico” das térmicas com CVU superior ao PLD teto a proposta significa uma rescisão contratual ou retirada da usina do sistema (descomissionamento físico).**

A proposta significa uma rescisão contratual, a permanência física da usina depende de avaliação do gerador titular.

**O prêmio de incentivo para renováveis poderia ser por fonte (por tecnologia), incluindo o valor de seus atributos?**

Sim, o prêmio poderia ser diferenciado por fonte caso inclua o valor dos atributos. No entanto, se o prêmio incluir o valor dos atributos, então os mesmos não podem ser calculados na valoração do lastro, como proposto no documento em consulta pública.

**Seria viável o MME considerar a aplicação do prêmio de incentivo somente para outorgas emitidas em 2019, de modo que o desconto na tarifa de transmissão seja aplicado aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2018?**

Sim, seria possível, visto que tudo que está escrito pode ser aperfeiçoado seguindo a comunicação com os agentes e em prol da estabilidade regulatória e ampla publicidade da medida, principalmente após publicação em Lei. Espera-se, no entanto, que contribuições neste sentido venham acompanhadas de justificativa técnica e econômica para a sugestão.

**O agente de comercialização que representará consumidores com carga inferior a 1 MW pode ser um gerador?**

Sim, pode.

### **A tarifa binômica irá comprometer a viabilidade e o *payback* da geração solar distribuída?**

Primeiramente, reconhecemos que a tarifa binômica aloca os custos do fio para a geração distribuída de maneira mais adequada. A tendência da sua implantação é aumentar o prazo de recuperação do capital investido para geração solar distribuída. No entanto, a consideração pela ANEEL de outros elementos na formação da tarifa pode compensar, total ou parcialmente, esse aumento de prazo. Esses elementos são a tarifação horária – para a qual já há um modelo aprovado na ANEEL, que pode ser aprimorado a critério da Agência – e a tarifação locacional na distribuição – que ainda não é operacional e, até que o seja, tem valor indeterminado para efeitos da geração distribuída ou para decisões espaciais da carga. Considerando essas ferramentas disponíveis para a Agência, ressalta-se que o efeito final na viabilidade econômica da geração distribuída irá refletir precisamente o valor dessa solução de suprimento, sem os subsídios hoje presentes na tarifação monômica, que transfere custos do consumidor proprietário para a distribuidora e para os demais consumidores. Caso a sociedade deseje estimular a geração distribuída atuando na melhora da atratividade econômica, o subsídio revelado pela tarifação binômica deveria então ser alocado como política pública, de forma transparente e explícita, permitindo comparabilidade com outros usos de recursos públicos, inclusive aqueles pagos pela CDE.

### **Quais serão os próximos passos e como efetivamente ocorrerá a transição?**

Tão logo o documento legal seja encaminhado ao congresso ocorrerá a formação de diversos grupos de trabalho para discutir em detalhes a implementação dos temas propostos. Espera-se que estes grupos encerrem seus trabalhos em seis meses, quando então se poderá planejar uma transição. Esta transição – devido à característica dos contratos legados atuais – ocorrerá de forma lenta ao longo do tempo.

### **A proposta em consulta pública possui muitos temas em aberto, sendo um “cheque em branco” dos agentes ao governo.**

O que se busca não é um cheque em branco e, tampouco, uma proposta “solta”, sem ações concatenadas. Nosso objetivo é justamente definir o preenchimento deste cheque através de um processo amplo de discussão com a sociedade. Com isto, teremos os direcionamentos necessários para dar robustez à proposta e assegurar que estamos na trajetória desejada. Em nossa visão, encaminhar, já na partida, uma proposta detalhada prejudicaria esta discussão fundamental com a sociedade.

A experiência do passado apresenta várias situações similares, embora nenhuma delas tenha tido o grau de debate e diálogo exercido na discussão atual sobre o setor:

- A Lei 9.074/1995 estabelece a sujeição do produtor independente às regras de comercialização regulada ou livre (parágrafo único do art. 11) e aos critérios gerais de comercialização fixados pelo Poder Concedente (parágrafo único do art. 12), conceitos infralegais, de alta maleabilidade e flexibilidade. Desses desenvolvimentos infralegais emerge o conceito de “lastro” atualmente aplicado no Brasil e suas penalidades associadas. Ainda que os produtos lastro e energia sejam hoje negociados em um único “pacote”,

observa-se que nada na legislação proíbe a separação desses produtos. A mesma Lei prevê ainda a possibilidade de, por ato infralegal, o Poder Concedente diminuir os limites de carga e tensão para acesso ao mercado livre a partir de 2003. Estes dois temas são pontos fundamentais das propostas apresentadas na consulta pública que poderiam ser tratadas por reinterpretações da legislação atual por meio de normativos discricionários infralegais, sem qualquer necessidade de discussão prévia com a sociedade.

- A Lei 9.427/1996 cria a ANEEL. Nesta Lei, a Agência é dotada de diversas competências, todas sujeitas a detalhamento na regulação, como é próprio de um modelo de Estado regulador, condição necessária para um ambiente sustentável e equilibrado a longo prazo. Nesse sentido, aquilo que é dado como diretriz tarifária na proposta em Consulta Pública – buscando a discussão com a sociedade – insere-se no campo de atuação pela Agência, mesmo sem comando explícito em Lei, não obstante a Lei reduza incertezas jurídicas quanto a esse escopo de atuação.
- A Lei 10.848/2004, adicionalmente, remete vários de seus comandos à regulação da ANEEL, a regulamentos do Poder Concedente e a Resoluções do CNPE. Novamente, as regras de comercialização são avocadas. Além disso, esta Lei cita o MRE, o qual tem toda a sua estrutura definida em um decreto e regulação específica, com diversas possibilidades de alteração – a rigor, bastaria que se alterasse o decreto, um dispositivo infralegal, para que o mecanismo sofresse profundas alterações com consequências significativas para o compartilhamento de risco entre seus participantes. Nessa mesma Lei, os mecanismos operativos e de formação de preço são genéricos. A forma de implementação dos comandos da Lei é totalmente dependente de decisões infralegais. A Lei é compatível inclusive com o uso ofertas de preços dos agentes como insumo à otimização operativa. Na Consulta Pública 33, aumenta-se a solidez conceitual dos instrumentos disponíveis para atuação infralegal e pauta-se de forma transparente os limites das escolhas a serem feitas no âmbito infralegal.
- Finalmente, a Lei 10.848/2004 é absolutamente ampla no que se refere a figura da energia de reserva; para a qual todos os detalhes são definidos em Decreto. Essa estrutura normativa permitiria, por exemplo, que a energia de reserva fosse conceitualmente reformada – unilateralmente e por Decreto – para comportar o conceito de lastro.

Estes são apenas alguns exemplos, há muitos outros. Nota-se que, várias das possibilidades trazidas na Consulta poderiam ser implementadas por vias infralegais, sem ofensa a nenhuma Lei preexistente. Ainda que a legalidade não imponha esta barreira, é importante ajustar expectativas e interpretações dos agentes e promover consistência nas nossas práticas, o que é a principal motivação para a consulta pública.

Reforçando a total transparência e disposição ao diálogo, a equipe do Ministério, com a liderança do Ministro Fernando Coelho Filho, adotou o caminho mais responsável para pautar a discussão de novas ferramentas e conceitos, evitando recorrer a reinterpretações de temas que já compõe o acervo de conhecimento do setor, ainda que essas novas visões já pudessem ser extraídas da legislação atual e sem a necessidade do diálogo.

É importante ressaltar que, pela própria natureza da indústria, é natural que o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE tenham alguma liberdade de ação. A flexibilidade dos dispositivos infralegais dentro de limites razoáveis é característica positiva – respeitando as responsabilidades institucionais e compromissos assumidos pelos agentes de modo a garantir a sustentabilidade do setor.

