



Rio de Janeiro, 25 de outubro de 2019

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria Executiva
Processo nº. 48330.000329/2019-83

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 83/2019

Referência: [1] Consulta Pública nº 83, de 06/09/2019
[2] Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia, de agosto/2019

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 06/09/2019 por este Ministério, com o objetivo de *coletar contribuições ao relatório de apoio ao Workshop Lastro e Energia, ocorrido no dia 21/08/2019, no âmbito grupo de trabalho de Modernização do Setor Elétrico.*

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva S.A. - Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹, e a maior empresa privada em potência termelétrica operacional, com 2,7 GW (11% da capacidade instalada a gás do País²). No âmbito de renováveis, a Eneva construiu o primeiro projeto de geração solar com fins comerciais do Brasil (UFV Tauá), com potência instalada de 1 MWp, implantado no Semiárido do Ceará, no município de Tauá, em 2011³.

A capacidade de geração da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras⁴ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em "boca de poço"). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País.

No Leilão de Energia Nova "A-6", de 31/08/2018, a Eneva sagrou-se vencedora com a UTE Parnaíba 5A e 5B (363 MW), fechamento de ciclo térmico das UTEs Maranhão IV e V (675 MW) a ser localizado no município de Santo Antônio dos Lopes/MA. Trata-se do único empreendimento a gás natural contratado em leilões regulados de energia no exercício de 2018, com um Índice de Custo Benefício (ICB) de R\$ 179,98/MWh (agosto/2018).

No Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas, realizado em 31/05/2019, a Eneva sagrou-se novamente vencedora em leilão regulado com a Solução de Suprimento Jaguatirica II, consistindo na implantação da primeira usina termelétrica a gás natural do Sistema Roraima, com início de suprimento previsto em 28/06/2021. Comparando o Preço de Referência de Jaguatirica II com o custo vigente de operação do Sistema Roraima⁵, espera-se uma redução próxima a 40% nos custos totais, bem como a redução de 36% nas emissões de dióxido de carbono (substituição de diesel por gás natural).

¹ Dados estatísticos, ANP. 03/10/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 20/03/2019.

³ Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, set/2016. p. 33.

⁴ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁵ MME. "Leilão de energia para Roraima contrata nove projetos e totaliza R\$ 1,6 bi de investimentos". 31/05/2019. Custo atual de geração em Roraima: R\$ 1.287/MWh.



Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, a contribuição da Eneva para a presente Consulta Pública.

Subtema 1 - Planejamento

1.1) *Tendo como base os Novos Critérios de Suprimento propostos, como deveria ser definida a metodologia de cálculo de requisito e recurso de lastro de capacidade? (ex: período de maior criticidade/restrrição, menor reserva operativa, quantas horas por ano, Potência Disponível p/ UTE, Declaração do agente ou calculado por um órgão central).*

Considerando o conhecimento consolidado do setor acerca dos parâmetros já existentes para licitações de energia, incluindo informações atinentes à Ficha de Dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a Eneva julga que a metodologia para **cálculo de recurso de lastro de capacidade** de cada empreendimento seria a **DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA** para usinas termelétricas, a exemplo do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados do Leilão de Geração nº 01/2019 (Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas).

Naquele certame, houve a comercialização de dois produtos: POTÊNCIA e ENERGIA. No PRODUTO POTÊNCIA, o COMPROMISSO DE ENTREGA do Vendedor consistia na DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA ($DISP_{POT}$), **em MW**, mesma unidade de medida que se propõe para o **lastro de capacidade** desta Consulta Pública.

O cálculo da DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA era o seguinte:

$$DISP_{POT} = POT_{NOM} \times FC_{MAX} \times (1-IP) \times (1-TEIF) - CON_{INT} - PER_{TEC}$$

Onde:

$DISP_{POT}$ = DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, em MW;

POT_{NOM} = POTÊNCIA NOMINAL, em MW;

FC_{MAX} = Fator de Capacidade Máxima, conforme valor declarado pelo VENDEDOR;

$TEIF$ = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada, conforme valor declarado pelo VENDEDOR na Habilitação Técnica na EPE;

IP = Indisponibilidade Programada, conforme valor declarado pelo VENDEDOR na Habilitação Técnica na EPE;

CON_{INT} = Consumo Interno de energia elétrica da USINA, em MW, declarado na Habilitação Técnica da EPE;

PER_{TEC} = Perdas Técnicas até o Ponto de Conexão, em MW, declarada na Habilitação Técnica da EPE.

Destacamos que a Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017-r0, de 09/06/2017, contendo a “Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência”, investigou a contribuição de usinas com diferentes fontes energéticas e disponibilidade de intercâmbio entre subsistemas para o atendimento à ponta do Sistema Interligado Nacional. Na seção “USINAS TERMELÉTRICAS”, o cálculo da EPE para a POTÊNCIA MÁXIMA DISPONÍVEL ($DISP_TERM_MAX_P$) é semelhante à $DISP_{POT}$, mas não considerando consumo interno e perdas técnicas. Tal fórmula algébrica era semelhante à POTÊNCIA DISPONÍVEL MÁXIMA (PD_{MAX}) das “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Termelétricos – Leilões de Energia”, constante na Nota Técnica EPE-DEE-159/2007-r15, de 08/05/2019.

No entanto, considerando se tratar de *compromisso contratual*, julgamos necessário o cômputo de consumo interno e perdas técnicas declarados pelo agente para aferição de obrigação a ser assumida. Portanto, acreditamos que a $DISP_{POT}$ adotada pela ANEEL seria o melhor indicador para o cálculo do recurso de **lastro de capacidade** de empreendimentos termelétricos.

Já com relação ao **cálculo do requisito** a ser contratado de **lastro de capacidade** por parte do Planejador, uma métrica a ser melhor estudada seria a **DEMANDA MÁXIMA ESPERADA**

(atendimento de ponta do SIN) em anos operativos rolantes, garantindo também uma margem de reserva para a garantia do suprimento de potência (nos casos de variações positivas da demanda em relação às expectativas iniciais do Planejador). Tal funcionalidade já foi vista na prática no Leilão de Geração nº 01/2019, a partir da Nota Técnica EPE-DEE-RE-086/2018-r1, de 27/12/2018 (Quadro 1), que analisou a **demanda máxima** do Sistema Isolado Boa Vista para o decênio 2019-2028.

Naquela ocasião, a EPE declarou o seguinte: *“importante destacar o montante total a ser contratado, em **potência** e energia, será definido pelo MME. Os valores acima servem apenas de referência para que os proponentes conheçam a projeção de crescimento do mercado isolado de Boa Vista e elaborem suas propostas de solução de suprimento”*. Nessa mesma linha, julgamos importante que haja a publicidade da projeção de crescimento da demanda máxima do SIN previamente à convocação de leilões de **lastro de capacidade** (cálculo de requisito), ainda que a definição do montante total a ser contratado de lastro dependa de definição final do MME. Tal projeção pública poderia auxiliar os Vendedores a elaborar melhores propostas ao SIN.

1.2) *E quanto à metodologia do lastro de produção? (ex: manter regras similares à garantia física atual, declaração do agente, etc.).*

Na mesma linha da argumentação anterior (conhecimento prévio dos agentes setoriais quanto à aferição de parâmetros já definidos nos leilões de energia elétrica abrangidos pela Lei nº 10.848/2004 e simplicidade de implementação), a Eneva julga que a metodologia de Garantia Física atualmente adotada, já dependente da definição de Critérios de Suprimento do Poder Concedente, seria suficiente para atender ao denominado **“lastro de produção”**, em MWmed, mesma unidade já adotada para cálculo de Garantia Física dos empreendimentos de geração em portarias e nos Informes Técnicos da EPE (NEWAVE/SUISHI).

1.3) *Como deve ser feita a aferição dos lastros? E com qual periodicidade?*

A aferição dos lastros de produção e de capacidade poderia adotar o marco temporal análogo ao operacionalizado na Regras de Comercialização para a apuração do FID – Fator de Disponibilidade de Geração, considerando ciclos de 12 meses (art. 21, § 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014), no caso do **lastro de capacidade**, e de 60 meses para o **lastro de produção**, conforme já ocorre na apuração da TEIF/IP de usina despachada centralizadamente (art. 2º, § 1º da mesma resolução), uma vez que tais índices influenciam diretamente a Garantia Física Apurada – o próprio lastro de produção sugerido – do empreendimento termelétrico.

1.4) *Se constatado desvio em relação aos lastros, quais penalidades deveriam ser estabelecidas? Qual profundidade da penalidade?*

No caso de aplicação de penalidades para insuficiência de lastros de produção e/ou capacidade, entendemos que o melhor mecanismo deveria ser aquele que guardasse **relação com a receita contratual**, observando os critérios de RAZOABILIDADE e PROPORCIONALIDADE do dano.

No histórico recente do setor de energia, já houve a imputação de penalidades excessivas que não guardavam relação com a receita do empreendedor de geração. Cita-se, por exemplo, o caso da penalidade por falha no suprimento de combustível, regulamentado pelo art. 6º da Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013.

Anteriormente, essa penalidade guardava relação com (i) o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD médio mensal e (ii) o PLD máximo (que chegou a R\$ 822,83/MWh, em 2014) no período em que ocorreu a devida falha de suprimento de combustível que implicou indisponibilidade da usina termelétrica – UTE, independentemente (iii) do valor de Custo Variável Unitário – CVU da usina. Isto é, a sanção pecuniária ao agente gerador não estava relacionada à REMUNERAÇÃO FIXA ou à REMUNERAÇÃO VARIÁVEL obtida.



Posteriormente, a regra de penalidade do art. 6º foi modificada pela Resolução Normativa ANEEL nº 827/2018, resultado da edição da Resolução CNPE nº 18/2017. Na ocasião, o CNPE recomendou que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP regulamentassem, conjuntamente, uma nova penalidade por falta de combustível, “observando as melhores práticas internacionais” e “a relevância do desenvolvimento da termoeletricidade integrada aos mercados de combustíveis fósseis, em especial o de gás natural”. Este foi um resultado direto do Subcomitê 8 (Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural), da iniciativa ministerial “Gás para Crescer”, lançada em 2016.

A Resolução Normativa ANEEL nº 827/2018, resultado do trabalho conjunto ANP-ANEEL, estabeleceu uma nova penalidade progressiva, após a realização de audiência pública e contribuições diversas da sociedade civil, em que o valor sancionatório **passou a guardar relação com o CVU de cada usina** (i.e. com a RECEITA VARIÁVEL) – estabelecendo um limite máximo de 30% do CVU, no caso do gás natural. Destaca-se que, nestes casos de falha de combustível, os geradores já são obrigados a ressarcir as COMPRADORAS pela Energia Não Entregue (montante da energia), independentemente da aplicação de penalidade adicional.

Nos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado por Disponibilidade – CCEAR-D, a ANEEL tem adotado como penalidade para a **resolução de contrato** o limite de 3 anos de Receita Fixa, considerando que eventual recontração da energia resolvida seria promovida, no mínimo, em um Leilão de Energia Nova “A-3”. Guarda-se, portanto, relação de penalidade à RECEITA FIXA do gerador.

Dos casos acima, extraímos que as penalidades setoriais tendem a guardar relação com a receita auferida pelos agentes. E, nos casos em que tal premissa foi quebrada, houve retorno a tal condição, por aprimoramento regulatório.

Com relação ao limite máximo a ser auferido para a penalidade de insuficiência de lastro, destacamos, como exemplo, o cenário para a contratação do PRODUTO POTÊNCIA (paralelo, na visão da Eneva, ao **lastro de capacidade**) no âmbito do Leilão de Geração nº 01/2019. A ANEEL estabeleceu a seguinte penalidade por insuficiência de cumprimento contratual (DISP_{POT}):

$$Penalidade = 1,15 \times \sum_{h=1}^{h_{\text{mês}}} \max[0; (ENER_{REQi,h} - ENER_{GERi,h})] \times \frac{RF_{Demais,i,m}}{DISP_{POT,i} \times n^{\circ} h_{\text{mês}}}$$

Onde:

max = Maior valor de um conjunto de valores;

$RF_{Demais,i,m}$: RECEITA FIXA vinculada aos demais itens da USINA “i”, em Reais (R\$), apurada no mês “m”;

$DISP_{POT,i}$: DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA da USINA “i”, em MW, conforme definido na equação da subcláusula 6.2;

$ENER_{REQi,h}$: ENERGIA REQUERIDA pelo ONS da USINA “i”, em MWh, na hora, limitado ao valor correspondente à DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA definido na equação da subcláusula 6.2;

$ENER_{GERi,h}$: ENERGIA GERADA da USINA “i”, em MWh, na hora;

h : Unidade horária;

$n^{\circ} h_{\text{mês}}$: Quantidade de horas do mês “m”.

Da expressão acima, observa-se que a penalidade guardou relação com (i) a Receita Fixa por Demais Itens – RF_{demais}; (ii) a obrigação contratual (DISP_{POT}); (iii) o montante relativo da falha em relação à obrigação (diferença entre requerimento e geração); e (iv) um efeito multiplicador de 1,15.

No âmbito da Audiência Pública nº 07/2019, que discutiu o Edital e respectivos anexos do Leilão de Geração nº 01/2019, houve manifestação de agentes setoriais (Associação Brasileira



dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE) sobre a conveniência do multiplicador 1,15. Em resposta, na Nota Técnica nº 06/2019-SEL/ANEEL, a autarquia reguladora manteve o valor de 1,15, com a seguinte alegação: “*por se tratar de atendimento a sistema isolado, em que a indisponibilidade de usina(s) pode(m) levar a corte de carga, **diferentemente do que ocorreria no sistema interligado**, o fator 1,15 tem o propósito de incentivar o gerador a manter a usina todo o tempo disponível, sob pena de incorrer em penalidade*”.

Considerando tais especificidades do Sistema Isolado, a Eneva julga que eventual teto de penalidade por insuficiência de lastro contratual (**capacidade ou produção**), no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) deveria, por exemplo, adotar multiplicador (i) inferior a **1,15** sobre a receita auferida pelo agente, a fim de guardar o critério de RAZOABILIDADE, e (ii) incidente sobre a proporção da falha gerada, a fim de guardar o critério da PROPORCIONALIDADE.

1.5) *Qual frequência deve ser feita revisão dos lastros? A cada alteração da configuração? Periodicamente e, nesse caso, com que periodicidade?*

No âmbito da Consulta Pública MME nº 85/2019, foi discutida a revisão de garantia física de energia das usinas despachadas centralizadamente (Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2, de 10/09/2019), buscando contribuições sobre medidas de curto prazo a serem adotadas. A Eneva manifestou-se a partir de contribuição própria.

A EPE esclareceu que a revisão de garantia física de UHEs está atualmente estabelecida no art. 21, § 4º do Decreto nº 2.655/1998, em duas modalidades: ordinariamente, a cada 5 anos, e extraordinariamente, na ocorrência de fatos relevantes. O decreto estabelece, ainda, que as reduções estão limitadas a 5% do valor estabelecido na última revisão e, em seu todo, a 10% do valor base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

No caso de UTEs, “*não há previsão de revisão ordinária de garantia física de energia para as usinas termelétricas despachadas centralizadamente, tampouco limites para eventuais reduções*”. A questão encontra-se, de acordo com a EPE, regulamentada pelos arts. 2º, §2º e 4º, § 1º do Decreto nº 5.163/2004.

Já no tocante à nova frequência de revisão de lastros de produção (MWmed) e capacidade (MW), com a separação de lastro e energia, na visão da Eneva, a depender do grau de alteração de configuração (ex: novas versões dos modelos NEWAVE e DESSEM), pode ser desnecessária uma revisão geral de lastros de usinas despachadas centralizadamente, uma vez que nem sempre uma alteração de configuração será decorrente de mudanças significativas no setor – pode se tratar de mero ajuste; baixo impacto. Um processo de revisão de lastros a cada configuração tornaria o processo excessivamente demandante para o Planejador quanto para os agentes setoriais, sem que tal revisão tenha inculcido um ganho (aprimoramento) líquido e expressivo para o SIN.

Dessa forma, julgamos que, possivelmente, a melhor alternativa seria a revisão **periódica** de lastro, cujo prazo não seria pré-determinando com obrigatoriedade, mas estabelecido por eventos reconhecidamente extraordinários e fatos relevantes. A granularização efetiva das revisões dependeria, portanto, dos eventos futuros a serem observados e da profundidade correlata a eles. No caso de empreendimentos participantes no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o prazo ordinário de 5 anos poderia ser mantido.

1.6) *Caso em algum processo de revisão, se constate uma variação do lastro contratado com algum gerador, isso implicaria em variação do valor do contrato? Nesse caso, haveria um período mínimo de estabilidade do valor do contrato, para garantia da viabilidade financeira?*

Compreendemos que seria factível a variação do valor do contrato na proporção de redução do lastro verificado no processo de revisão, desde que garantido um período mínimo de estabilidade do valor do contrato. Tal período mínimo de estabilidade justifica-se para a amortização do investimento realizado pelo empreendedor com fins de atendimento aos lastros de



produção e capacidade, bem como para honrar os financiamentos adquiridos para a implantação das obras (caso contrário, a percepção de risco do setor financeiro alterada).

Vale destacar que, na insuficiência hipotética de lastro apurado, o gerador já estaria sujeito à aplicação de penalidades pelas Regras de Comercialização (*i.e.*, já suportaria ônus pela falha na entrega do compromisso contratual, de forma que tal comportamento lesivo ao SIN seria desincentivado).

O prazo mínimo de estabilidade do valor de contrato de novo empreendimento de geração poderia ser seguir os prazos contratuais atualmente vigentes para os Leilões de Energia Nova (15 a 35 anos), a ser estipulado pelo Planejador, incluindo, no entanto, a possibilidade de o prazo mínimo de estabilidade ser reduzido mediante declaração do próprio agente de geração na licitação, com o recebimento de um "prêmio" – em outros termos, a redução do prazo de estabilidade seria "capturada" na oferta, tornando-a mais atrativa (formaria preço de lance). Dessa forma, vislumbramos que seria garantida a estabilidade contratual, (i) em um prazo suficiente para amortizar os investimentos necessários e garantir, simultaneamente, a modicidade tarifária – prazos demasiadamente curtos implicariam a "sazonalização" concentrada da amortização/depreciação do investimento, em valores elevados, e (ii) premiando agentes que consigam prezar por maior eficiência na alocação de custos, cujo período de estabilidade declarado for inferior àquele estipulado pelo Planejador. Este último gerador estaria em competição direta com os demais.

Para empreendimentos existentes de geração, os prazos mínimos de estabilidade contratual também poderiam seguir os definidos na legislação para os Leilões de Energia Existente (1 a 15 anos), a critério do Poder Concedente.

Importa mencionar que, nos primeiros anos de geração, os empreendimentos tendem a enfrentar o período conhecido como "curva da banheira", em que há a aferição de taxas de indisponibilidade e falhas superiores as taxas de TEIF/IP declaradas pelo agente no leilão (referenciais). Recentemente, o MME e a ANEEL já vêm dando tratamento adequado para a problemática, como a adição de 1.440h ao saldo anual correspondente à TEIF/IP nos 2 primeiros anos de operação. Entendemos que a manutenção dessa política deve ser influenciada na contratação de lastro, a fim de não penalizar o gerador por restrições intrínsecas às máquinas e fatores alheios à sua plena gestão, de caráter efêmero.

Subtema 2 - Financiabilidade

2.2) *Quais os prazos para os contratos de lastros e de produção de eletricidade resultante dos leilões centralizados?*

Tal questão encontra-se parcialmente respondida no item 1.6. Para a contratação de lastro, em caso de empreendimentos novos, sugerimos que seja mantido o prazo de comercialização previsto no art. 2º, § 2º, III da Lei nº 10.848/2004 (15 a 35 anos). No caso de empreendimentos existentes, o prazo aplicável de 1 a 15 anos (art. 2º, § 2º, II).

Já na produção de eletricidade, uma vez garantida a contratação de lastro por Entidade Centralizadora, os prazos contratuais poderiam ser mais curtos, embora menos granulares que os aplicáveis ao Mercado de Curto Prazo – são mecanismos importantes para a mitigação da volatilidade de preços (*hedge*). Nos leilões, poderiam ser definidos produtos específicos com prazos variados, a exemplo do que já ocorre nos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficit – MCSDs. Neste caso, seria facultada à distribuidora, aos comercializadores, aos consumidores livres e aos geradores a participação em diferentes produtos (condições), com prazos contratuais distintos (anuais e/ou plurianuais). A definição temporal dos referidos produtos seria prescindida de estudo técnico da ANEEL e EPE, com a participação do mercado em um momento posterior (regulamentação).

2.3) *A financiabilidade deverá considerar a renda dos contratos de energia, ou a financiabilidade dos custos fixos deverá ser suportada somente pela contratação de lastro e*

os contratos de energia devem ser considerados como meros instrumentos de gerenciamento de risco?

Atualmente, a remuneração de uma usina termelétrica é garantia através da RECEITA FIXA e da RECEITA VARIÁVEL. No primeiro caso, trata-se de um valor para amortizar e fazer frente a custos fixos, inclusive o relativo à implantação do empreendimento (formação bruta de capital fixo). No segundo caso, trata-se do CVU (R\$/MWh) determinado para a recuperação dos custos variáveis incorridos pelo gerador em caso de despacho.

Com a separação de lastro e energia, julgamos que a melhor alternativa seria a recuperação dos custos fixos (i.e., RECEITA FIXA) através da comercialização dos lastros de capacidade e de produção com a Entidade Centralizadora. A disponibilidade de uma usina termelétrica é considerada uma espécie de “seguro” para o SIN, cujo objetivo final é a própria segurança sistêmica ante a insuficiência de regularização dos reservatórios hídricos e a intermitência/variabilidade de geração eólica e fotovoltaica. Tais atributos, portanto, deveriam ser remunerados independentemente da declaração de necessidade individual das distribuidoras, uma vez que todo o sistema é beneficiado por este bem público. A idealização de uma Entidade Centralizadora para a gestão do requisito a ser contratado, inclusive, reforça este fato.

Merece atenção, contudo, a crítica se a elaboração de curvas elásticas de demanda por lastro seria a melhor representação do requisito a ser contratado. Historicamente, a demanda por eletricidade tem se mostrado de baixa elasticidade (inelástica), haja vista que não há substitutos perfeitos para a energia elétrica (bem essencial). No caso de lastro, a elasticidade deve ser ainda menor, uma vez que não há substituto para “segurança sistêmica”. Sua aferição também é mais complexa individualmente pelos agentes que no caso da produção de eletricidade, uma vez relacionada a critérios de suprimento estabelecidos pelo Planejador. Portanto, a inclinação de tais curvas e o grau de elasticidade de demanda prospectada de lastro devem influir na ordem de contratação da Entidade Centralizadora.

Já no caso da comercialização da produção de eletricidade, sob esta ótica proposta, as UTEs acabariam por ofertar CVUs ao invés de valor da RECEITA FIXA para cômputo do Índice Custo-Benefício (como ocorre atualmente nos Leilões de Energia Nova com CCEAR-D). No entanto, ao concorrer diretamente com renováveis intermitentes, dificilmente uma UTE apresentaria CVU inferior ao PREÇO DE VENDA futuro (*proxy*) ao já observado nos Leilões de Energia Nova em curso (especialmente considerando a tendência de queda de preços). Dessa forma, com a não diferenciação de produtos por fonte energética (i.e., homogeneização integral de contratação de “energia”), a comercialização de produção de eletricidade pode ou não ser restritiva para UTEs, que estariam, talvez, impelidas à liquidação da geração ao PLD. Pesa-se ainda a declaração de inflexibilidade, sazonal ou *flat*, a ser adquirida pelas compradoras na contratação de produção de eletricidade termelétrica – reforçando eventual necessidade de separação de produtos, como já ocorre hoje.

Finalmente, outra questão que merece atenção é o caso de UTEs com CVU nulo, a exemplo da biomassa a cana-de-açúcar. Uma vez que a oferta no leilão de produção de eletricidade seria o próprio CVU do empreendimento, a idealização de CVUs nulos para a biomassa seria rompida, com a valoração de algum custo variável a partir da sazonalização da safra. O leilão de análise combinatória complexa, através de mecanismo de otimização, buscaria a convergência das curvas de sazonalização dos geradores (declarada) com a dos demandantes (distribuidoras, consumidores livres ou comercializadores qualificados), a fim de que as restrições informadas pelos agentes sejam atingidas.

2.4) *Deve ser permitida a contratação bilateral de lastro?*

Considerando um primeiro momento de separação de lastro e energia no mercado, a Eneva julga que a **contratação centralizada** de lastro seria o mecanismo mais adequado a ser adotado pelo Poder Público, mesmo por se tratar de um “bem público”, referente à segurança do SIN, cujo custo seria rateado tanto no ACR e ACL, possivelmente através de encargos. No entanto, seria recomendável que o novo normativo a ser editado sobre o assunto “Separação Lastro e Energia” (Lei, Decreto, Portaria) previsse a reanálise do Poder Concedente quanto à

possibilidade de **contratação bilateral** de lastro pelo mercado após decorrido um período mínimo de contratação centralizada (ex: 10 anos). Tal definição dependerá do grau de maturidade do mercado quanto à contratação de lastro centralizado e a suficiência/adequação de remunerações efetivamente percebidas por cada segmento de geração (fontes energéticas).

Tal formulação “faseada” na legislação de abertura (análise futura de conveniência por parte do Planejador) já ocorreu, por exemplo, com relação à definição dos limites mínimos de consumo impostos para adesão ao ACL, por parte do MME.

Subtema 3 – Novo Mercado

3.1) *Em caso de empreendimento parcialmente contratado, como seria o tratamento de aferição de lastro?*

Em caso de empreendimento parcial contratado, o lastro deveria ser calculado em sua integridade (capacidade e produção), mas a repercussão de seus efeitos deveria estar restrita à parcela contratada: tanto a obrigação de entrega quanto a eventual penalidade por insuficiência de cumprimento da obrigação. Dessa forma, deve ser adotado pelo Poder Público o critério da PROPORCIONALIDADE, a fim de não impor ônus superior que o assumido pelo agente através de contrato.

3.2) *Quais indicadores devem ser criados para monitoramento do poder de mercado?*

Considerando a manutenção da formulação do preço do Mercado de Curto Prazo a partir do custo de oportunidade da água nos reservatórios do SIN (DESSEM, NEWAVE), entendemos que não deveriam ser criados novos mecanismos de monitoramento do poder de mercado, uma vez que o PLD não seria resultante da confluência de OFERTA e DEMANDA por agentes (preços por oferta), mas da aplicação de modelo computacional que visa à preservação dos estoques dos reservatórios. Com relação ao preço do Mercado Regulado, sua determinação ocorreria através de mecanismo competitivo (leilão), tal como sucede hoje, resguardando o princípio da modicidade tarifária e universalização do serviço.

Já no caso de ação do mecanismo de preços por oferta no Mercado de Curto Prazo, considerando a existência de agentes com participação significativa no segmento de geração, a regulamentação posterior do assunto, a ser detalhada após alteração legal, proveria com maiores detalhes as condições de fiscalização (dever de polícia) para coibir abuso de poder de concentração, com a atuação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Um exemplo de tal participação no setor energético foi a celebração, em 2019, do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) com a Petrobras nos setores de refino e de gás natural, visando à conformação de mercados mais competitivos e líquidos.

3.5) *Agentes externos ao mercado de energia, como, por exemplo, agentes financeiros, poderão comprar e vender contratos de energia?*

Entendemos que deveriam comprar e vender contratos de energia apenas os agentes **internos** ao mercado de energia, que assumem direitos e obrigações perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, inclusive no tocante às garantias financeiras. A participação do mercado financeiro no Novo Mercado poderia ser garantida de forma alternativa/complementar, por exemplo, através da transação de derivativos ou pela criação de novos serviços financeiros, naturalmente influenciados pela dinâmica do mercado. A criatividade será valorizada como mecanismo de diferencial competitivo em um setor de elevado impacto macroeconômico (apenas o setor de distribuição possui receita estimada em R\$ 169 bilhões) e com maior liquidez/abertura.

Subtema 4 – Transição e Contratos Legados

4.1) *Quais seriam os mecanismos para acelerar o processo de transição? Compra dos lastros das usinas existentes? Nesse caso, como valorar separadamente o lastro e a energia e os lastros de produção e de capacidade?*



Reforçando o posicionamento da Eneva na Consulta Pública MME nº 85/2019, uma sugestão para 2020 seria a de que o MME simulasse, excepcionalmente, a revisão de garantia física de todos os empreendimentos de despacho centralizado do SIN como subsídio para o Planejamento, sem repercutir efeitos.

Isto é, o MME teria uma visibilidade do déficit/superávit de lastro operativo vs. comercial do SIN, permitindo melhor avaliar a real exposição. Neste sentido, seriam mantidas as disposições vigentes em Decretos, assim como a legislação sobre penalidades por insuficiência de lastro contratual (Regras de Comercialização). A partir dos resultados simulados pelo MME, em caso de déficit estrutural de lastro operativo do SIN, poderia haver a contratação de Energia de Reserva de fontes energéticas que atendam aos atributos desejados (ex: confiabilidade, flexibilidade, dentre outros), precedida de Consulta Pública para as diretrizes.

Alternativa mais desejável seria a conformação de um mercado de capacidade pioneiro para fazer frente a tal insuficiência. No entanto, considerando tratativas de curto prazo, a contratação de Energia de Reserva seria, possivelmente, mecanismo mais simplificado e de maior conhecimento histórico do setor. A proposta atenderia aos anseios de recomposição de lastro operativo, garantindo a estabilidade regulatória e a preservação dos direitos adquiridos.

A compra de lastro de usinas existentes não seria recomendada, e sim o respeito aos contratos legados até respectivos termos, uma vez que a separação de lastro e energia é mecanismo que se propõe somente no momento, cuja metodologia não constava clara quando das ofertas pretéritas dos agentes (por exemplo, determinação de contratação centralizada futura de lastro, distinção de lastro de capacidade e lastro de produção, etc.). Dessa forma, os agentes de geração teriam uma dificuldade genuína em separar as remunerações vigentes, que conjugam lastro e energia, para fins de compra de lastro por alguma Entidade Centralizadora antes do término dos contratos firmados.

No caso dos Leilões de Energia, outro fator pesa contra a compra de lastro por uma Entidade Centralizadora de empreendimentos existentes antes do advento do término dos contratos firmados. A remuneração de lastro, até o momento, ocorre através das COMPRADORAS, que declararam diferentes montantes de necessidades irretratáveis e em leilões distintos (afinal, contrataram conjugadamente **lastro e energia**). Eventual recontração de lastro por Entidade Centralizadora *socializaria custos*, ante o princípio de *beneficiários pagantes*.

4.2) *Como caracterizar e mitigar um excesso de renda durante o período de transição?*

Os leilões de energia ocorrem através de mecanismo competitivo, por se tratar do segmento de geração, cujas ofertas vencedoras tendem ao equilíbrio entre OFERTA, aportada pelos geradores, e DEMANDA, definida pelas COMPRADORAS ou pelo Poder Concedente, garantindo o princípio da modicidade tarifária da Lei nº 10.848/2004. Em um certame, já existe competição por renda, de forma que a solução otimizada é determinada intra-mercado.

Na solução apontada pela Eneva para o período de transição, em caso de insuficiência estrutural de lastro, a convocação de um Leilão de Energia de Reserva trataria de eventual excesso de renda *intra-mercado*, não sendo, portanto, uma questão a ser mitigada obrigatoriamente: a competição revelaria a seleção ótima com relação à renda auferida.