

Rio de Janeiro, 16 de outubro de 2019

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Departamento de Planejamento Energético
Processo nº. 48360.000243/2019-01

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 85/2019

Referência: [1] Consulta Pública nº 85, de 13/09/2019
[2] Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2, de 10/09/2019

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 13/09/2019 por este Ministério, com o objetivo de *discutir medidas de curto prazo, bem como cronograma de execução, voltadas à realização da revisão das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente*.

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da tomada de decisão do Planejador. 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, sendo 2,2 GW já em operação (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 maio de 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.

Revisão de Garantias Físicas de Usinas Despachadas Centralizadamente

A Garantia Física – GF corresponde à *energia assegurada* de um empreendimento de geração, a quantidade máxima de energia que uma usina pode comprometer em contratos de comercialização. A GF de uma usina despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema – ONS é influenciada pela determinação dos critérios de garantia de suprimento, pelas versões de modelos utilizados (NEWAVE, SUISHI) e pela Configuração de Referência (CR) adotada (PMO).

Previamente à participação de novos empreendimentos de geração em Leilões de Energia Nova, a garantia física da potência habilitada é calculada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e publicada em portaria específica do Ministério de Minas e Energia. A GF, neste momento (t_0), considera uma CR e premissas de simulação para o “caso base” do certame, cuja informação é partilhada aos agentes mediante Informe Técnico específico da EPE. Após o cômputo da GF individual, é emitida Habilitação Técnica – HT de cada empreendimento.

A GF importa para a definição da Energia Habilitada *ex-ante* leilão, o montante máximo que poderá ser comercializado pelo agente de geração (Vendedor) no âmbito do certame. Isto é, o Vendedor poderá se comprometer a entregar às Compradoras, no limite, a Energia Habilitada, cujo valor, em MWmed, foi definido com base na legislação vigente e em cenários de referência de t_0 .

Ocorre que o Setor Elétrico Brasileiro – SEB é dinâmico e a GF não é estática ao decurso do tempo (t_1). Isto ocorre, dentre outros motivos, pelas mudanças estruturais da matriz elétrica; pelas alterações de critérios de suprimento ou mecanismos de aversão ao risco por parte do Planejador; pela evolução dos modelos computacionais (novas versões; granularização temporal) e pelos parâmetros de performance efetiva dos empreendimentos de geração (taxas *apuradas* de indisponibilidade; evolução *real* dos Custos Variáveis Unitários – CVUs de usinas termelétricas, ante expectativas), dentre outras motivações.

Portanto, há risco de descasamento entre o valor *corrente* da contribuição energética do empreendimento de geração e o valor de garantia física *formalmente atribuído à usina*, consoante mencionado na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2, de 10/09/2019 – NOTA TÉCNICA. A proposta desta Consulta Pública é avaliar mecanismos para adequar o total de *lastro comercial* do sistema com a quantidade de energia que o Sistema Interligado Nacional – SIN consegue efetivamente suprir – *lastro operativo*.

Em termos simplificados, o agente de geração que comercializou energia em leilão regulado pode observar variação de sua GF em t_1 , em relação a t_0 , basicamente por dois motivos principais: (i) parâmetros técnicos *apurados* de seu empreendimento mostraram-se inferiores ou superiores àqueles *declarados* na Ficha de Dados; ou (ii) existência de mudanças *exógenas* no cenário base de simulação da GF, explicada, por exemplo, por alterações setoriais computacionais (versão do NEWAVE) e/ou uma nova CR. Extrai-se, portanto, que a alteração de GF, superior ou inferior, é explicada por uma composição de efeitos. Caso análogo, no campo econômico, aos efeitos-renda e substituição frente à flutuação de preços (no caso concreto, seria a “flutuação de GF”).

Para o caso (i), observa-se que não há incentivos para que o agente gerador declare taxas de indisponibilidade (TEIF/IP) inferiores àquelas que espera apuração no momento de operação comercial (ressalvados os casos excepcionais de “curva da banheira”, que já dispõem de tratamento regulatório). Isto, pois as Regras de Comercialização já dispõem de penalidades por insuficiência de lastro, cuja compensação já ocorre. Conforme art. 2º, inciso I do Decreto nº 5.163/2004, o gerador deve apresentar 100% de lastro para seus contratos de venda de energia.



As penalidades por insuficiência de lastro comercial do vendedor estão normatizadas, em atendimento ao art. 3º, § 3º, inciso I do Decreto nº 5.163/2004, cuja apuração ocorre mensalmente com base na média das aferições do respectivo lastro dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Portanto, no momento da oferta de preço (Índice de Custo-Benefício), o agente precificou diversos riscos, dentre eles, espera-se, a eventual insuficiência de lastro. Ou seja, há incentivo regulatório para “ajuste”, por parte do empreendedor no leilão, acerca das taxas de indisponibilidade e do Fator de Capacidade Máxima (FCmax), bem como o cômputo de consumo interno e perdas.

Já para o caso (ii), não haveria instrumento de gestão do agente para fazer frente às variáveis exógenas que se impõem, como modificações dos modelos computacionais, mudanças estruturais da matriz e alterações do Planejador sobre aversões a risco e critérios de garantia de suprimento. Para tanto, vislumbramos a seguinte situação ilustrativa:

Uma UTE hipotética possui potência instalada de 100 MW, com garantia física apurada, no momento da habilitação técnica (t_0), de 95 MWmed. A energia habilitada foi igual à garantia física, e o agente titular da UTE comercializou 95 MWmed no certame. Após a operação comercial do empreendimento licitado (t_1), mesmo com melhoria das taxas apuradas de indisponibilidade (TEIF/IP) em relação àquelas declaradas na Ficha de Dados, uma revisão excepcional da garantia física por parte do MME, considerando uma nova Configuração de Referência (CR), implicaria redução da garantia física da UTE para 90 MWmed. Dessa forma, desenha-se um descolamento entre o compromisso contratual e o novo “lastro de produção” – exposição – de 5 MWmed, ainda que o agente não tenha concorrido para qualquer redução de seu lastro comercial: pelo contrário, empregou esforços de excelência operacional, o que se observou nas taxas apuradas de TEIF/IP.

Dessa forma, a Eneva compreende que não seria adequado impor novo ônus ao agente de geração por fatores exógenos e alheios à sua gestão. No caso (i), em que houve apuração da insuficiência de lastro pelas Regras de Comercialização, o agente já incute em penalidades setoriais, o que direcionou expectativas mercadológicas e decisões realizadas de investimento. Não se advoga que o cenário operativo deva permanecer sempre estático ao longo do tempo – mesmo porque os contratos de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) tendem a ser de longo prazo –, mas a metodologia de insuficiência de lastro contratual, especialmente para usinas termelétricas, era conhecida no momento de oferta de lance, com certa previsibilidade e estabilidade regulatória ao licitante. **Portanto, corresponderia a um determinado equilíbrio econômico-financeiro em contrato.**

Diferentemente das usinas hidrelétricas que possuem revisões ordinárias e extraordinárias explicitamente previstas na legislação (Decreto nº 2.655/1998; Portaria MME nº 484/2014), o cálculo de garantia física de usinas termelétricas está positivado pelos arts. 2º, 3º, e 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163/2004. Sob este aspecto, como já mencionado na NOTA TÉCNICA, “não há previsão de revisão ordinária de garantia física de energia para as usinas termelétricas despachadas centralizadamente, tampouco limites para eventuais reduções”, embora a EPE reconheça que esta seja uma prerrogativa mais ampla do MME.

As limitações para reduções de garantia física de UHEs (a 5% do valor estabelecido na última revisão e, em seu todo, a 10% do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante sua vigência) foram positivadas possivelmente pelas repercussões econômico-financeiras que tais revisões representariam aos agentes. A nova desconsideração de quaisquer limites, proposta pelo MME, possivelmente elevaria a percepção de risco para um mercado já atuante e que operou há mais de 20 anos sob este parâmetro, contrariando expectativas consolidadas desse segmento.

Outro ponto que merece atenção é a proposta de operacionalização da revisão excepcional de garantias físicas para o ano de 2020. Até 31/12/2019, haveria definição de alterações legais/infralegais com novos dispositivos; até 15/01/2020, a publicação de portaria do MME contendo premissas a serem consideradas na revisão de GF; até 31/03/2020, a publicação de

portaria com os valores revistos de GF para UHEs e UTEs despachadas centralizadamente, com início de vigência em 01/01/2021.

Sobre o assunto, consideramos que a proposta de cronograma considera prazos demasiadamente exíguos, em que pese a adoção do DESSEM na programação do ONS a partir de janeiro de 2020. Tais prazos afetam diretamente a tomada de decisão comercial dos agentes (inclusive daqueles cuja posição comercial já foi fechada até outubro de 2019, data de expiração desta Consulta Pública). Entre a revisão (31/03/2020) e a validade da nova GF (01/01/2021), haveria um lapso temporal inferior a 10 meses. Especialmente para empreendimentos que comercializam grandes blocos de energia, a previsibilidade de vigência da norma (revisão da GF) torna-se necessária com maior antecedência, como 18 meses, haja vista que, quanto mais próximo do prazo de vigência de um contrato, maior a volatilidade de preços (deteriorada a estratégia de hedge) e maior a exposição arcada pelos agentes envolvidos. O gerenciamento da volatilidade de preços deve ser oportunizado ao gerador, especialmente no contexto de adoção de preços horários a partir de janeiro de 2021.

Cientes da dificuldade setorial ante o eventual descasamento entre o lastro comercial e o lastro operativo no curto prazo, incluídos seus desdobramentos para o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e ao *Generation Scaling Factor* (GSF), a Eneva postula, a seguir, algumas alternativas para consideração:

1. No caso de uma revisão excepcional e *obrigatória*⁶ de garantias físicas de usinas despachadas centralizadamente, o mais recomendável seria a separação dos efeitos supracitados que concorrem para tal revisão, positiva ou negativa, do valor – casos (i) e (ii) supracitados. Não seria recomendável impor novo ônus ao gerador decorrente de modificações exclusivas de CR, por exemplo;
2. Em caso de eventual redução de GF que comprometa os montantes já comercializados em contratos firmados, expondo o agente gerador à insuficiência estrutural de lastro de produção, *exclusivamente por performance operativa da usina*, uma alternativa seria a repactuação do montante contratado entre Vendedor e Comprador. Com relação a esta proposta, não resta claro, por exemplo: (i) se haveria real interesse do Comprador em repactuar o contrato firmado, a depender do nível de sub/sobrecontratação daquele marco temporal; (ii) se haveria a exigência de contrapartidas bilaterais para a assunção deste risco; (iii) se o Comprador realizaria o preterimento de um empreendimento por outro, a depender do preço de comercialização (comparação com o PMix), ainda que o mecanismo de contratação entre as Partes não tenha sido bilateral, mas centralizado – ACR. De qualquer forma, vislumbra-se, nesta alternativa, elevado risco de desequilíbrio econômico-financeiro dos agentes de geração com redução de GF. **A alternativa de penalidade por insuficiência de lastro (vigente) já busca mitigar esses efeitos de descumprimento contratual verificado, mostrando-se mais adequada;**
3. Em novo estresse, seria possível ainda a formação de um mercado líquido de lastro para a recomposição daqueles agentes deficitários em GF – *déficit de lastro significativo no SIN*. A contratação de lastro residual poderia ocorrer tanto bilateralmente (criação de novos produtos no mercado) quanto através de mecanismo centralizado, a partir da disponibilização do lastro de usinas de Energia de Reserva já contratadas, por exemplo. No caso de mecanismo centralizado, a “declaração de necessidade” partiria dos Vendedores deficitários em GF. Novos Vendedores (comercializadores, geradores) poderiam ofertar lastro excedente (sem comprometimento contratual). A disponibilização de lastro de reserva poderia fornecer maior liquidez e competição ao mercado, mas tende a provar-se ser um mecanismo de operacionalização complexa no curto prazo. Além disso, grande parte da energia de reserva já contratada no SIN

⁶ A Nota à Imprensa realizada pelo MME em 25/09/2019 já destacou que a presente CP possui “*caráter opcional à adesão às alterações porventura propostas*”. No entanto, a Eneva utilizou um cenário de obrigatoriedade apenas para fins de simulação de análise.

não possui despacho centralizado do ONS (biomassa de CVU nulo, eólicas e fotovoltaicas), dado o forte caráter renovável intermitente ou regime de safra. Dessa forma, seria necessário também revisar a GF de usinas que integram a Energia de Reserva. Caso contrário, haveria risco de recomposição de lastro de UTEs/UHEs de GF recalculada por outros empreendimentos cujas GFs não estariam bem representadas – com permanência do problema. **A maior dificuldade nessa alternativa seria garantir o equilíbrio econômico-financeiro decorrente dessa nova modalidade de contratação de lastro residual ao atendimento de contratos já firmados.** Isto é, a contratação de lastro não deveria repercutir ônus superior à penalidade de insuficiência de lastro atualmente vigente; e

4. Finalmente, uma alternativa, compreendida como a mais desejável pela Eneva, seria que o MME simulasse, excepcionalmente em 2020, a revisão de garantia física de todos os empreendimentos de despacho centralizado do SIN **apenas como subsídio para o Planejamento, sem repercutir sua vigência.** Isto é, o MME teria uma visibilidade do déficit/superávit de lastro operativo vs. comercial do SIN, permitindo melhor avaliar a real exposição do MRE, por exemplo. 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. Revisões ordinárias e extraordinárias seriam agendadas para os empreendimentos de geração conforme legislação já em vigor.

Conclusão

A Eneva compreende que a preocupação de descasamento entre lastro operativo e lastro comercial é relevante sob a ótica de Planejamento setorial, incluindo repercussões no MRE/GSF. Dessa forma, é bem-vinda a proposta do Ministério em discutir a questão com a sociedade civil e os agentes econômicos antes de fazer valer uma norma que possa impactar o equilíbrio econômico-financeiro dos geradores.

Anteriormente, apresentamos algumas alternativas: (i) separação dos efeitos explicativos de variação da GF para cada empreendimento; (ii) repactuação bilateral de montante contratado, mecanismo que depende de uma série de parâmetros de elevado risco para um provável desequilíbrio contratual; (iii) conformação de mercado líquido de lastro, bilateral ou centralizado pelo Planejador (coexistência), desde que haja garantia de equilíbrio econômico-financeiro decorrente desta nova modalidade de contratação regulada; e (iv) simulação de revisão de garantias físicas *para fins exclusivos de Planejamento*, sem repercussão de vigência, a fim de se estimar o real déficit/superávit estrutural do sistema de lastro operativo ante o lastro comercial. Em caso de déficit no curto prazo, uma solução possível seria a contratação de Energia de Reserva com os atributos desejáveis, garantida a manutenção da legislação vigente sobre o tema (decretos, portarias e Regras de Comercialização). Para fins de estabilidade regulatória e previsibilidade setorial, a Eneva julga que a alternativa (iv) é a mais recomendada.

Não obstante, no médio prazo, a questão deverá ser tratada com a Modernização do Setor Elétrico, especialmente no âmbito de separação de lastro e energia, em que haverá melhor definição acerca da remuneração referente ao "lastro de produção" vs. "lastro de capacidade" dos empreendimentos de geração, incluindo, por exemplo, a aplicação de novas penalidades regulatórias em caso de descumprimento dos referidos lastros. Tal assunto está sendo abordado na Consulta Pública MME nº 83/2019, ocasião em que os agentes poderão externalizar comentários acerca do processo nº 48330.000329/2019-83.