

Rio de Janeiro, 03 de outubro de 2018

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Energia Elétrica

Gabinete do Ministro

Processo nº. 48370.000805/2017-28

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 59/2018

Referência: [1] Consulta Pública nº 59, de 02/10/2018
[2] Nota Técnica nº 8/2018/CGCE/DGSE/SEE, de 24/09/2018
[3] Carta ONS 0254/DGL/2018, de 24/08/2018

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 02/10/2018 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios e comentários sobre a minuta da Portaria *“contendo a autorização, em caráter excepcional e temporário, para incorporação de custos fixos ao Custo Variável Unitário – CVU das usinas termelétricas - UTEs a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, de modo a prover remuneração adequada a esses empreendimentos e com isso, fornecer a atratividade necessária à sua geração, que poderá reduzir o custo de operação do Sistema Interligado Nacional- SIN”*.

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

A Eneva S.A. é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 37% da produção disponível de gás em terra¹ ou 7% da produção nacional, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,2 GW (11% da capacidade instalada a gás do País²).

A capacidade de geração da Eneva S.A. permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras³ 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 altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País.

Além de a lavra terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima⁴, o *reservoir-to-wire* diferencia-se pela quebra do paradigma em relação ao uso do gasoduto de transporte para a geração de energia, dispensando-o, conforme já reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁵.

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

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 03/10/2018.

³ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁴ PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na tabela 2.4, há estimativa do MME para os preços de oferta do gás natural em projetos típicos no País, em USD/MMBTU. No caso do gás natural em terra, o preço de oferta é de USD 1,13/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do gás natural do Pré-Sal – 1 módulo de produção. Evidencia-se que o gás em terra apresenta os custos mais competitivos dentre todas as demais opções de extração.

⁵ “*Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)*”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 21.

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor de energia elétrica, apresentamos a seguir propostas para a Portaria relativa ao despacho de termelétricas a gás natural sem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica, resumidas abaixo:

- *Adoção de um tratamento permanente para UTEs merchant após 30/04/2019;*
- *Possibilidade de participação de UTEs que tenham seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica expirados após a data de publicação da Portaria do MME; e*
- *Listagem não exaustiva de custos fixos e variáveis.*

Propostas

1. Tratamento permanente de inclusão de custos fixos ao Custo Variável Unitário – CVU para UTEs merchant

Síntese da contribuição: adotar um tratamento permanente para UTEs merchant após 30/04/2019; possibilitar a participação de UTEs que tenham seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica expirados após a publicação da Portaria do MME.

De acordo com a Nota Técnica que recomendou esta Consulta Pública [2], usinas termelétricas *merchant* caracterizam-se como aqueles empreendimentos que vendem energia exclusivamente no Mercado de Curto Prazo – MCP, por opção estratégica, em função de demandas pontuais de suprimento de energia elétrica.

No Sistema Interligado Nacional – SIN, após expirado um contrato de comercialização de longo prazo (como um CCEAR) ou mesmo de prazo mais curto (como praticado no ACL), há UTEs que, por diferentes motivações, deixaram de dispor desses contratos antes de recuperada integralmente a remuneração dos investimentos realizados. Neste caso, os custos (fixos e variáveis) são recuperados pelo gerador (parcial ou integralmente) apenas quando da ocasião do despacho da usina.

Ainda conforme a Nota [2], é necessário “*buscar uma formulação que viabilize a operação desse tipo de usina*”. Nessa linha, o MME reconhece que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL já manifestou entendimento de que necessitaria de “*comando por Portaria do MME*”:

*“4.14. Às usinas que restaram nessa última condição tem sido dada a denominação de ‘Merchant’, entretanto, de fato, **não existe um ambiente na atual estrutura de mercado de energia elétrica que as contemplem**, tendo em vista que o despacho de geração determinado pelo ONS é por ordem de mérito considerando valores de CVU (somente custos variáveis), assim como a existência de teto para o valor estabelecido como máximo PLD.*

*4.15. Assim sendo, **percebe-se a necessidade de buscar uma formulação que viabilize a operação desse tipo de usina**. Se por um lado as usinas obtiveram seus contratos dentro de uma conjuntura que absorviam seus custos, passado o tempo e com a evolução das práticas de mercado, **perderam sua viabilidade**.*

*4.16. Ressalte-se que há no SIN usinas termelétricas que não possuem contratos de suprimento de energia elétrica de longo prazo, sendo que algumas já possuíam, ou seja, usinas que tem sido denominadas ‘UTEs Merchant’ mas que, por não possuírem contratos, **essas usinas não recuperam os valores de remuneração de investimento**, e muitas vezes operam apenas para recuperar os custos de operação.*

*4.17. Uma solução paliativa já foi usada pela ANEEL em caráter excepcional e temporário para fazer frente a dificuldades energéticas do SIN. **Entretanto, a Agência entendeu que necessita de comando por Portaria do MME**. A solução até então adotada era a de incluir os custos fixos no cálculo do CVU.*

4.18. Convém salientar que, no esteio da busca por uma **solução estrutural** à situação enfrentada pelas usinas 'Merchant', está definida a realização dos leilões de energia elétrica existente 'A-1' e 'A-2', em 7 de dezembro de 2018, os quais incluem o produto termelétrico na contratação na modalidade por disponibilidade, que pode vir a ser, **no curto prazo**, a solução para esses empreendimentos, que passariam a dispor de contratos e não necessitariam mais de excepcionalizações como a ora pretendida, até a concepção de uma solução de longo termo".

Na visão da Companhia, sobre o item 4.18 acima, vale citar que os Leilões de Energia Existente (LEEs) A-1 e A-2 de 2018, previstos pela Portaria MME nº 317/2018, não seriam uma *solução estrutural* para as UTEs *merchant*, uma vez que o prazo de suprimento nos CCEARs está previsto em apenas 2 anos (até 31/12/2020, no caso do A-1, e até 31/12/2021, no caso do A-2) – como mencionado pelo Ministério, "no curto prazo", tratando-se de uma solução conjuntural.

Isto é, após 2 anos de suprimento, essas UTEs voltariam a estar descontratadas no SIN, perdurando a ausência de um "ambiente na atual estrutura de mercado de energia elétrica que as contemplem". As outorgas concedidas pelo MME aos empreendimentos termelétricos, por exemplo, possuem vigência de cerca de 35 anos.

Destaca-se que, aos LEEs A-1 e A-2, o art. 5º, inciso I da Portaria MME nº 317/2018 estabelece o CVU teto de **R\$ 280/MWh** para qualificação técnica da EPE, valor inferior à relação dos CVUs das UTEs citadas pelo ONS [3].

Como mencionado anteriormente, as UTEs da Eneva S.A. caracterizam-se por CVUs altamente competitivos no SIN, especialmente no Complexo Termelétrico do Parnaíba, localizado no Estado do Maranhão (1,7 GW).

Neste caso, *cita-se o interesse da Eneva S.A. pela opção de operar a UTE Parnaíba IV (56,3 MW) em regime merchant*. Atualmente, a usina não é signatária de qualquer CCEAR, tendo operado apenas no mercado livre. Esse empreendimento possui um contrato no ACL que expira em dezembro de 2018. Dessa forma, a Companhia estuda a opção de operá-la, a partir de 01/01/2019, na modalidade *merchant*.

PLEITO 1 – Destaca-se que a UTE Parnaíba IV possui um CVU competitivo no SIN (**R\$ 91,37/MWh**), sendo que a incorporação de custos fixos no CVU para a operação *merchant* manteria o empreendimento atrativo sob o ponto de vista do consumidor. Portanto, é importante que a Portaria permita a participação de UTEs que não tenham Contrato de Comercialização de Energia Elétrica *mesmo que a expiração de tal instrumento contratual ocorra após a publicação da Portaria em Diário Oficial da União* (no exemplo, em dezembro de 2018). Essa contribuição visa a garantir a participação de mais termelétricas, e a menor custo.

A operação *exclusivamente em regime merchant* para UTEs descontratadas, que incorpore custos fixos aos CVUs, induziria uma *elevação da disponibilidade total declarada no SIN*, além de viabilizar novos contratos de suprimento de combustível, *sob condições mais favoráveis com fornecedores*.

Neste caso, em momentos hidrológicos desfavoráveis, a maior disponibilidade das UTEs evitaria a necessidade de o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE solicitar, futuramente, novos "esforços envidados no sentido de disponibilizar a oferta de combustível". Trata-se de um instrumento de política energética, que poderia ser adotado desde já, voltado (i) a evitar eventuais pedidos de revogação de outorga de UTEs descontratadas para o regulador, (ii) a limitar declarações de indisponibilidade por falta de contrato de combustível, bem como (iii) oportunizar a construção de novos empreendimentos.



Há precedente importante da ANEEL acerca da temática, a exemplo da sociedade Compass. Conforme manifestação pretérita do órgão, sobre a composição de custos fixos no CVU para empreendimentos termelétricos em regime *merchant*, foi exarado o seguinte entendimento⁶:

"11. Dos custos apresentados, chamam atenção as despesas destacadas para a infraestrutura e para o ganho de capital. Em geral, o CVU não deve carregar custos fixos ou ganhos de capital, os quais normalmente estão associados à receita fixa auferida nos contratos de venda de energia."

*12. Ocorre que, no caso da Compass, **os empreendimentos serão operados na modalidade merchant, i.e., sem contrato de venda de energia, e por isso tais custos devem ser recuperados via CVU na ocasião do despacho da usina.** É importante destacar que nesta modalidade não há qualquer garantia de receita ao agente gerador, que fica submetido ao despacho por mérito ou fora da ordem de mérito, comandado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS".*

Como resultado, a mero título ilustrativo, o CVU da UTE Salto foi aprovado pela ANEEL *incorporando custos fixos*, por meio do Despacho nº 3.436/2015, de 06/10/2015. Posteriormente, o Despacho nº 3.436/2015 foi retificado pelo Despacho nº 4.047/2015, de 16/12/2015, que também incluiu a aprovação do CVU da UTE Macaíba. Esses CVUs foram homologados por tempo determinado (dezembro/2015 a março/2017).

Dessa forma, considerando que:

- a. "Não existe um ambiente na atual estrutura de mercado de energia elétrica" que contemple UTEs *merchant*;
- b. É perceptível "a necessidade de buscar uma formulação que viabilize a operação desse tipo de usina";
- c. "Uma solução paliativa já foi usada pela ANEEL em caráter excepcional e temporário para fazer frente a dificuldades energéticas do SIN [a mesma ora proposta, qual seja, a inclusão de custos fixos nos CVUs]. Entretanto, a Agência entendeu que necessita de comando por Portaria do MME"; e
- d. Esta Consulta Pública busca exatamente a dar um tratamento para a questão de UTEs *merchant*,

PLEITO 2 – A Eneva S.A., consoante art. 1º da Lei nº 4.904/1965, entende que não haveria óbice para a edição de uma portaria ministerial que desse **tratamento permanente** para a inclusão de Custo Fixos a Custos Variáveis Unitários – CVUs, **exclusivamente**, aos empreendimentos termelétricos que não possuem quaisquer Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (UTEs *merchant*). Esta seria uma oportunidade de fornecer tratamento adequado para a questão, conformando uma *estrutura no mercado de energia elétrica* para maior segurança eletroenergética e aumento de disponibilidade termelétrica no SIN.

Tal dispositivo encontra-se, inclusive, amparado em decisão do CMSE.

Isto, pois, em sua 203ª reunião, o CMSE reconheceu dois comandos, sendo que o segundo comando não implica a desconsideração do primeiro, de igual importância. Reitera-se que, no primeiro comando, *em nenhum momento*, houve a estipulação de um prazo limitante:

- a. **COMANDO 1: "O MME deverá promover ações no sentido de viabilizar geração de usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente"; e**

⁶ Nota Técnica nº 091/2015-SRG/ANEEL, de 27/08/2015.

- b. *COMANDO 2: "O CMSE reconheceu que é necessária a inclusão excepcional até 30 de abril de 2019 de custos fixos nos custos variáveis das usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, bem como a exclusão das mesmas da inadimplência do Mercado de Curto Prazo e da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017".*

A ação do MME no sentido de *viabilização a geração de UTEs a gás sem contratos* (COMANDO 1) poderia ocorrer da mesma forma que o entendimento pretérito da ANEEL e que a proposição ora analisada, sem prejuízo: *a inclusão de custos fixos nos CVUs dos empreendimentos geradores*. Observa-se que tanto o CMSE quanto a ANEEL chegaram à mesma solução temporária para esses empreendimentos. Há, inclusive, incentivo à eficiência econômica com a proposta.

Considerando o PLEITO 1 e o PLEITO 2, sugerimos a seguinte redação à Portaria:

"Art. 1º.....
§ 5º As Usinas Termelétricas cujos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica expirem após a data de publicação desta Portaria também estarão contempladas pelo caput.

(...)

Art. 4º Após 30 de abril de 2019, as Usinas Termelétricas – UTEs a gás natural despacháveis centralizadamente e sem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica, desde que permaneçam operacionalmente disponíveis para o Sistema Interligado Nacional – SIN, terão garantida a manutenção da inclusão dos custos fixos ao CVU para a geração de energia elétrica.

Parágrafo único. A declaração de indisponibilidade de caráter permanente do agente para a Operação, como pela não renovação do fornecimento de combustível, implicará a exclusão dos custos fixos do CVU".

2. Listagem não exaustiva de custos fixos e variáveis

Síntese da contribuição: não limitar a classificação de quais custos seriam considerados como fixos ou variáveis na composição dos CVUs das UTEs.

O § 4º do art. 1º da minuta de Portaria lista quais seriam as despesas compreendidas entre os custos fixos e variáveis na Operação:

"§ 4º Os custos fixos e variáveis previstos no caput compreendem as despesas com operação e manutenção da Usina e os custos com o combustível e o seu transporte, incluindo-se os tributos e encargos incidentes, conforme regulamentação da ANEEL".

Ocorre que tal listagem limita a possibilidade de composição natural de CVU das UTEs, por apenas contemplar *"despesas com operação e manutenção"* e *"custos com o combustível e seu transporte"* em sua redação – o que não reflete a realidade operativa dos empreendimentos. Dentre os demais itens não mencionados e possíveis, citam-se: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; Dispendios de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D); perdas; aluguel de motores; infraestrutura (depreciação); fiança bancária⁷, dentre outros.

⁷ Os itens "fiança bancária" e "infraestrutura" foram incluídos, por exemplo, para as UTEs Salto e Macaíba em operação merchant, supramencionadas.



Há mesmo casos de UTEs a gás natural que sequer necessitam de custos fixos ou variáveis relacionados a *transporte*, como é o caso do modelo *reservoir-to-wire*. Dessa forma, sugerimos a seguinte redação:

*"§ 4º Os custos fixos e variáveis previstos no caput compreendem as despesas com operação e manutenção da Usina e os custos com o combustível e o seu transporte, **dentre outros componentes aplicáveis**, incluindo-se os tributos e encargos incidentes, conforme regulamentação da ANEEL".*