

Rio de Janeiro, 31 de outubro de 2018

**Ao Ministério de Minas e Energia – MME**

Gabinete do Ministro  
Secretaria Executiva  
Secretaria de Energia Elétrica  
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético  
Processo nº. 48360.000301/2018-36

**Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 61/2018**

**Referência:** [1] Consulta Pública nº 061/2018, de 24/10/2018  
[2] Nota Técnica nº 3/2018/AEREG/SE, de 19/10/2018  
[3] Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19/09/2018  
[4] Plano da Operação Energética 2018/2022 PEN 2018

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 24/10/2018 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios e comentários sobre a “*proposta de alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, para dispor sobre a contratação de reserva de capacidade, e de estabelecimento de diretrizes de Leilão de Potência associada à Energia de Reserva*”.

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da edição das referidas alterações. 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 38% da produção disponível de gás em terra<sup>1</sup> ou 7% da produção nacional, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,2 GW (11% da capacidade instalada a gás do País<sup>2</sup>).

A capacidade de geração da Eneva S.A. permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras<sup>3</sup> 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. **A Companhia opera nos subsistemas Norte e Nordeste.**

Além de a lavra terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima<sup>4</sup>, 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 – CNPE<sup>5</sup>.

---

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

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

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

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> “*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, apresentamos, a seguir, as propostas da Companhia para esta Consulta Pública:

1. *Inclusão do submercado Norte no Leilão de Potência associada à Energia de Reserva*
2. *Maior flexibilidade de alterações técnicas nos empreendimentos*
3. *Limite adequado para penalidade em caso de resolução contratual por não renovação de combustível*
4. *Alteração do prazo de realização do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva*

### **Propostas**

#### **1. Inclusão do submercado Norte no Leilão de Potência associada à Energia de Reserva**

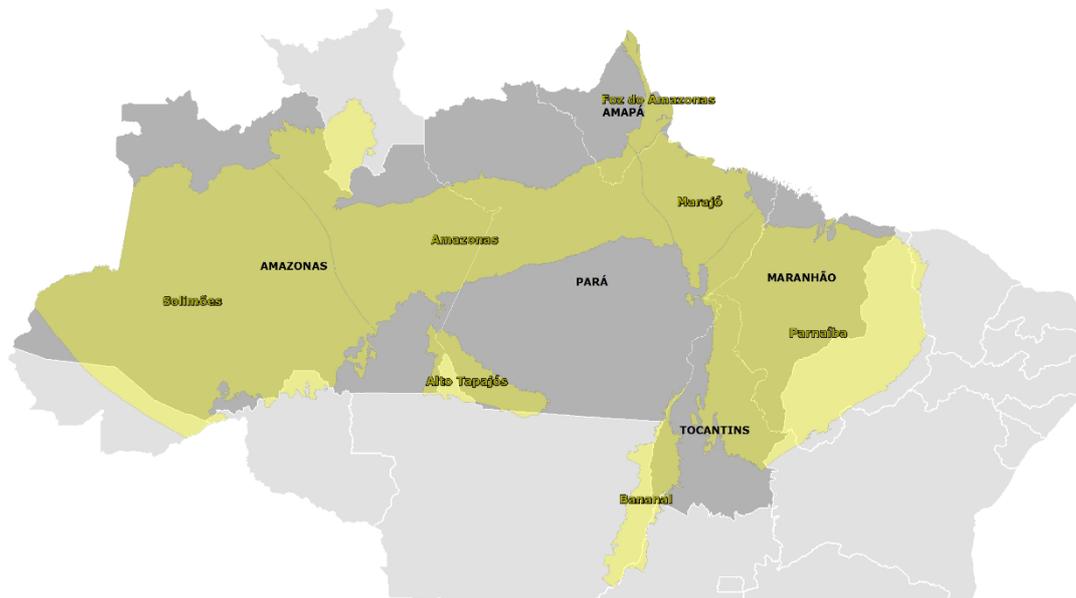
*Síntese da contribuição: incluir o submercado Norte como região geo-elétrica contemplada para o Leilão de Potência associada à Energia de Reserva.*

Conforme Nota Técnica da EPE [3], “é fato que o perfil da geração de energia no SIN está em processo acelerado de mudança, **com a integração de usinas hidrelétricas a fio d’água na região Norte e de fontes renováveis não controláveis (ou não despacháveis),** como a geração eólica e solar, ambas concentradas no subsistema Nordeste. Por outro lado, a distribuição espacial da carga no SIN não apresenta o mesmo dinamismo”.

Para mero título ilustrativo da integração de usinas a fio d’água no submercado Norte, cita-se o caso da UHE Belo Monte, no rio Xingu, Estado do Pará, com capacidade instalada de 11,2 GW, mas Garantia Física de 4,6 GWm – *o que corresponde a cerca de 40% da potência total do empreendimento.*

O submercado Norte integra atualmente os Estados do Amazonas, Pará, Amapá, Tocantins e Maranhão. Conforme será demonstrado a seguir, essa região geo-elétrica *apresenta características favoráveis para o suprimento de gás natural a usinas termelétricas a partir de reservas nacionais de hidrocarbonetos, com custo competitivo de lavra e elevada flexibilidade operacional,* conforme pretendido no referido Leilão de Potência associada à Energia de Reserva. O Mapa 1 apresenta a relação das Unidades Federativas que compõem o submercado Norte, localizando as diversas bacias sedimentares existentes na região, em amarelo (destaque para o potencial dos Estados do Amazonas e do Maranhão, já produtores).

### Mapa 1 – Bacias Sedimentares localizadas em Estados que integram o submercado Norte



Fonte: elaboração própria

Ainda de acordo com a EPE [3], dentre os requisitos para o atendimento à reserva de capacidade (contratação de potência), estão a “*disponibilidade para operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho*”, justamente atribuições observadas no submercado Norte.

Dada a existência de *bacias sedimentares paleozoicas de nova fronteira exploratória com vocação gaseífera nessa região* (especialmente as Bacias do Solimões, do Amazonas e do Parnaíba), a inclusão do submercado Norte, além de atender aos requisitos de potência do Sistema Interligado Nacional – SIN, traria *externalidades positivas* ao setor de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, cumprindo, simultaneamente, os anseios da Resolução CNPE nº 17/2017. Trata-se do benefício ao setor elétrico com a consequente interiorização do desenvolvimento energético na região Norte.

A Nota Técnica [3] manifesta que “*no caso das usinas termelétricas (UTE), ainda que a localização do recurso seja um elemento importante, há outros fatores relevantes a serem considerados na definição da localização, tais como disponibilidade de água, facilidades para o suprimento do combustível, licenciamento ambiental, etc.*”

Destaca-se que, no Estado do Maranhão, fronteira de intercâmbio entre os submercados Norte e Nordeste (nó fictício de Imperatriz), já há o aproveitamento de jazidas de gás natural terrestre para fins termelétricos, refletido no custo competitivo de geração do parque termelétrico existente – Complexo do Parnaíba, com 1,4 GW operacionais. Esse parque utiliza gás natural seco proveniente das reservas da Bacia do Parnaíba (Parque dos Gaviões). No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, ocorrido em 31/08/2018, a UTE PARNAÍBA 5A e 5B sagrou-se vencedora no certame, correspondendo a 97% de todo o PRODUTO TERMELÉTRICO contratado (326,4 MWh).

Além do Maranhão, o Estado do Amazonas, a partir da Bacia do Solimões, configura como o maior produtor de gás natural em terra do Brasil (4,8 Bm<sup>3</sup>) e o terceiro maior produtor nacional, depois do Rio de Janeiro (18,6 Bm<sup>3</sup>) e de São Paulo (6,9 Bm<sup>3</sup>), conforme dados de 2017 da ANP<sup>6</sup>. No Estado do Amazonas, além da Bacia do Solimões, há espaço para a lavra também

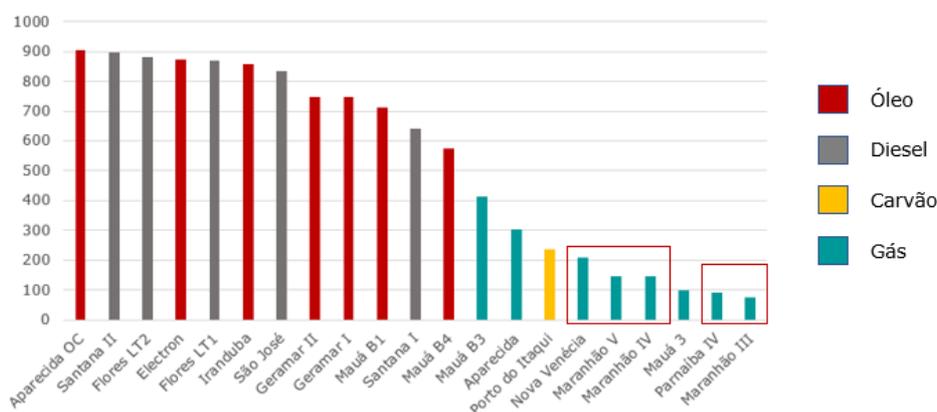
<sup>6</sup> Produção de gás natural (m<sup>3</sup>). Acumulado 2017. Dados estatísticos ANP.

na bacia sedimentar do Amazonas, que já conta com campo declarado comercial cujas propriedades físico-químicas são adequadas para a utilização termelétrica.

**Destaca-se que no último Leilão de Energia Nova A-6/2018 já foi habilitado empreendimento a gás natural em ciclo aberto na Bacia do Amazonas, a UTE AZULÃO (94,085 MW, que utilizaria as reservas de gás do Campo de Azulão).**

O Gráfico 1 abaixo apresenta a relação dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do submercado Norte, com base nos dados disponíveis do Operador Nacional do Sistema – ONS. As UTEs que integram o Complexo do Parnaíba são as primeiras na ordem de mérito de custo, com CVUs que variam de R\$ 80,08/MWh a R\$ 217,01/MWh. O CVU da UTE Maranhão III (R\$ 80,08/MWh, 519 MW, gás natural a ciclo combinado), por exemplo, equivale a 9% do CVU da UTE mais cara despachável deste submercado, a UTE Aparecida OC (R\$ 905,99/MWh, 36 MW, óleo). Observa-se, portanto, que o aproveitamento de jazidas nacionais no Setor Elétrico Brasileiro – SEB *contribui para o princípio da modicidade tarifária*, um dos pilares do modelo, em benefício dos consumidores.

**Gráfico 1 – Relação dos CVUs do submercado Norte, por fonte energética – Complexo do Parnaíba (R\$/MWh)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS – Informe do Programa Mensal de Operação/IPMO – 13/10/2018 a 19/10/2018

Sobre este assunto, em 2017, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio do Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P – culminando na Resolução CNPE nº 17/2017, explicitou o interesse pela replicação do modelo *reservoir-to-wire*, conforme segue:

*"Espera-se que o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma célere e responsável. Nesse sentido, a nova política de E&P deve buscar formas de viabilizar essas expectativas". – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 16.*

*"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.*

Além da ótica pura do setor elétrico, a monetização de hidrocarbonetos em bacias de nova fronteira permite o recolhimento de Participações Governamentais e de Terceiros pelos entes



federativos – União, Estados e Municípios (*royalties*, participação especial, pagamento por retenção ou ocupação de áreas, participação na produção a proprietários de terra e obrigações de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação). De novembro de 2012 (início da produção) até setembro de 2018, a produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba (Estado do Maranhão) já representou uma compensação superior a R\$ 420 milhões.

Uma vez demonstrada a existência de jazidas de gás natural a custo competitivo na área do submercado Norte, vale destacar sua proximidade geográfica com o submercado Nordeste, sobretudo os centros de carga.

De acordo com o ONS [4], “os principais centros de carga [do Nordeste] situam-se no litoral, no entorno das capitais dos estados da região, principalmente nas regiões metropolitanas de Salvador, Recife e **Fortaleza**”. Assim, destaca-se que o município de São Luís/MA dista 659 km em linha reta de Fortaleza/CE. Trata-se de uma distância inferior à observada entre as regiões metropolitanas de Salvador/BA e Recife/PE, por exemplo (666 km). Isto é, há espaço para a contratação de potência no submercado Norte e seu respectivo aproveitamento de geração, por meio de intercâmbio elétrico, pelos demais submercados do SIN, sobretudo o Nordeste, dada sua proximidade locacional.

Além disso, as premissas utilizadas pela EPE [3] para determinar a potência necessária por submercado, totalizando 13 GW, desconsiderou quaisquer necessidades do Norte. Dentre os pontos levantados para essa quantificação, está a “*retirada das usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, ao final desses contratos*”. Sob este aspecto, no Estado do Maranhão (Norte), há duas UTES a óleo cujos contratos vencerão até 2026, quais sejam: UTES GERAMAR I (165 MW) e GERAMAR II (165 MW), totalizando **330 MW** a serem descontratados neste submercado.

Posteriormente, nos dados de entrada da EPE na construção da expansão de referência, foram admitidas fontes (i) eólicas, (ii) solares, (iii) a biomassa e (iv) Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, não sendo simulada a participação futura de nenhuma dessas renováveis no submercado Norte.

Ocorre que o Norte, representado pelo Estado do Maranhão, tem registrado contratação de usinas eólicas (UEE) em Leilões de Energia Nova, de forma não errática, desde 2011, conforme Tabela 1. Esses empreendimentos já somam **594,2 MW** de potência. Ou seja, haveria espaço para considerar, na expansão de referência, a contratação eólica futura neste submercado – o levaria a uma necessidade de potência.

**Tabela 1 – Usinas eólicas contratadas em Leilões de Energia Nova e no Leilão de Energia de Reserva (LER 09/15) no submercado Norte (2011-2018)**

Fonte	Usina	Tipo	Leilão	Pot. (MW)	GF (MWm)	Lotes	Preço (R\$/MW)	UF	Invest. (R\$)
EOL	EOL Marco dos Ventos 1	A-5	Leilão 7/2011	28,8	16,3	16,3	104,34	MA	105.970.000,00
EOL	EOL Marco dos Ventos 2	A-5	Leilão 7/2011	28,8	16,3	16,3	104,62	MA	105.970.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 1	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,6	16,6	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 2	A-5	Leilão 6/2012	28,8	17	17	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 3	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,6	16,6	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 4	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,7	16,7	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 5	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,7	16,7	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 6	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,4	16,4	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 7	A-5	Leilão 6/2012	28,8	16,2	16	87,77	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 13	A-3	Leilão 4/2015	30	13,1	128	179,87	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 15	A-3	Leilão 4/2015	30	13,1	128	179,86	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos do Norte 18	A-3	Leilão 4/2015	30	13,8	135	179,85	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos Maranhenses 01	A-3	Leilão 4/2015	30	12,7	124	179,88	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos Maranhenses 02	A-3	Leilão 4/2015	30	13	127	179,88	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos Maranhenses 03	A-3	Leilão 4/2015	30	13,1	128	179,87	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos Maranhenses 04	A-3	Leilão 4/2015	30	13,5	132	179,86	MA	77.770.000,00
EOL	EOL Ventos Maranhenses 05	LER	Leilão 9/2015	30	15,3	122	212,39	MA	77.770.000,00
UEE	DELTA 5 I	A-6	Leilão 05/2017	22,5	11,7	102	97,03	MA	133.373.640,00
UEE	DELTA 5 IV	A-6	Leilão 05/2017	27,5	14,6	130	97,02	MA	163.012.250,00
UEE	DELTA 5 V	A-6	Leilão 05/2017	22,5	13,3	120	97,01	MA	133.373.640,00
UEE	DELTA 5 X	A-6	Leilão 05/2017	22,5	12,1	119	97	MA	133.373.670,00
				<b>594,2</b>	<b>308,1</b>				

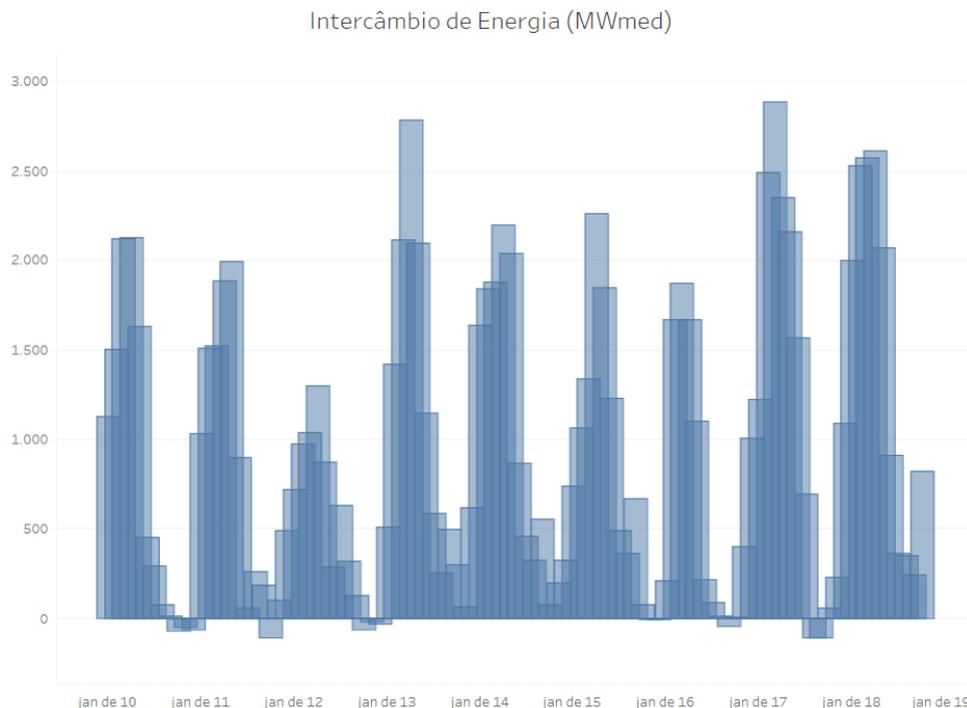
Fonte: ANEEL, 2018 (compilação dos resultados históricos de leilões de energia)

De acordo com o Informe dos Resultados de Habilitação Técnica da EPE para o último Leilão de Energia Nova A-6/2018, de 31/08/2018, foram habilitados, no Estado do Maranhão, **542 MW** de eólicas para participação no certame, o que reforça a possibilidade de inserção de fontes intermitentes não-despacháveis no submercado Norte. Por fim, o Estado do Tocantins também tem habilitado empreendimentos renováveis em Leilões de Energia Nova (PCHs e UTEs a biomassa), em menor escala.

Considerando a introdução de usinas a fio d'água e a perda crescente de capacidade de regularização dos reservatórios, a contratação futura de capacidade de potência no Norte possibilitaria atender aos fatores sazonais de contribuição de expansão de fontes renováveis, justificando replicando o método utilizado pela EPE para estimar a necessidade de potência de cada região geo-elétrica. Ademais, há capacidade de intercâmbio Norte-Nordeste e Norte-Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste, visando à otimização dos recursos energéticos sob o melhor custo aos consumidores.

A partir do Gráfico 2, verifica-se historicamente o caráter eminentemente exportador do submercado Norte para o submercado Nordeste, de forma que a promoção de intercâmbios mensais de energia nessas regiões geo-elétricas próximas tem garantido a segurança no suprimento do SIN. Destaca-se que o Norte também desponta como exportador líquido na maior parte do ano para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, conforme boletins de operação do ONS.

**Gráfico 2 – Intercâmbio Mensal de Energia Norte-Nordeste (01/01/2010 – 31/10/2018)**



Reforça-se que a própria EPE versa em sua Nota Técnica [3] o seguinte:

*"Até o ano de 2023, considerando os empreendimentos de transmissão já contratados, está prevista uma **significativa evolução da rede básica do SIN**, com impacto direto nas capacidades das interligações, particularmente da **Norte-Nordeste, Norte/Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste** e **Nordeste-Sudeste**.*

*(...)*

*No que diz respeito à capacidade da interligação **Norte-Nordeste**, estão previstas, respectivamente para 2021 e 2023, a LT 500 kV Bacabeira-Parnaíba C1/C2 e a LT Miracema Gilbués C3. Considerando esses reforços, **a região Nordeste elevará substancialmente sua capacidade de recebimento e de exportação**".*

Assim, entre 2018 e 2023, a capacidade de *recebimento* estimada pela EPE pelo submercado Nordeste passará de 4,9 GW para 9,4 GW, uma expansão considerável sob a ótica sistêmica (+92%). Com relação ao *fornecimento* do Nordeste (exportação), a capacidade passará de 4,5 GW para 11,0 GW (+144%). Haverá também incremento significativo de *recebimento* e *exportação* no Sudeste/Centro-Oeste (+130% e +105%, respectivamente).

Por essa razão, quando da *análise das condições futuras de atendimento ao SIN*, especificamente no tocante ao Custo Marginal de Operação – CMO dos submercados, a EPE manifesta a aproximação dos CMOs entre as regiões a partir de 2023, ilustrando "o efeito das ampliações das interligações. Quanto mais robusto o sistema de transmissão, mais intensa é a troca de energia entre as regiões e melhor o uso dos recursos energéticos. Isso traz maior flexibilidade tanto para a operação quanto para expansão, já que, nessa situação, **a localização dos recursos de geração passa a ter menor relevância**".

A minuta de Portaria prevê o início de suprimento para os produtos Sul e Nordeste a partir de 01/01/2024.

Assim sendo, considerando os pontos supramencionados:

1. Existência de bacias sedimentares brasileiras no Norte, com vocação gasífera e cujas reservas possuem características adequadas ao uso termelétrico de elevada flexibilidade e custo de geração competitivo – necessidades apontadas pela EPE;
2. Externalidades positivas do setor elétrico ao setor de E&P – de acordo com os objetivos da Resolução CNPE nº 17/2017;
3. Descontratação prevista de UTEs óleo no submercado Norte até 2026;
4. Introdução recente de renováveis no Norte, sobretudo eólicas no Maranhão e usinas a fio d'água, o que valeria uma simulação da contratação de potência também para este submercado;
5. A proximidade elétrica do Norte a um dos principais centros de carga do Nordeste (Fortaleza); e
6. Evolução da rede básica do SIN até 2023, que ampliará de forma significativa a capacidade de recebimento e exportação dos subsistemas – tendência de equalização dos CMOs,

A Eneva S.A. solicita a este Ministério que contemple a região geo-elétrica Norte no Leilão de Potência associada à Energia de Reserva.

Sugestão de redação da Portaria:

Art. 2º.....  
§ 2º O Leilão deverá prever os seguintes produtos que serão negociados simultaneamente:  
(...)

*IV – produto Norte, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2024.*

Art. 6º Não será habilitado pela EPE:

(...)

VI – empreendimento de geração cujo Ponto de Conexão não esteja localizado:

(...)

*d) no submercado Norte para o Produto de que trata o art. 2º, § 2º, inciso IV.*

## 2. Maior flexibilidade de alterações técnicas nos empreendimentos

*Síntese da contribuição: garantir flexibilidade nas alterações técnicas dos empreendimentos no Leilão de Potência associada à Energia de Reserva, desde que sejam preservados os critérios objetivos de seleção do certame.*

Conforme Nota Técnica do MME [2], “observando-se o disposto no art. 17 da Portaria MME nº 132, de 25 de abril de 2013, propõe-se permitir alterações de características técnicas de projetos que tenham sido habilitados tecnicamente pela EPE. No entanto, não se permite a redução da capacidade instalada da usina, a modificação da quantidade de lotes negociados no certame e a alteração de combustível, e a alteração de submercado, *de forma a preservar as características técnicas do projeto e as condições de competitividade do certame*”.

Entendemos que a principal preocupação deste Ministério reside em guardar as *condições objetivas de seleção dos empreendimentos vencedores no leilão*, a fim de não onerar os consumidores com alterações posteriores de características técnicas. Contudo, a redação proposta na Portaria poderá limitar as alterações técnicas pretendidas, que seriam benéficas ao SIN – por exemplo, no caso de eventual mudança no empreendimento decorrente de transferência de outorga, a fim de recuperá-la como alternativa à extinção e aplicação de penalidades. Houve caso recente no SEB de transferência de outorga da UTE Novo Tempo (1,3 GW), *viabilizada a partir da alteração do ponto de conexão e de submercado* (do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste).

No passado, algumas UTEs que hoje integram o Complexo Parnaíba (UTEs Maranhão IV, Maranhão V e MC2 Nova Venécia 2) registraram alteração da origem ou tipo do combustível original (Gás Natural Liquefeito – GNL ou óleo combustível para gás natural pressurizado de reservas nacionais), bem como *mudança de submercado* (Sudeste/Centro-Oeste para Norte).

Em todas essas alterações de ponto de conexão, analisadas tecnicamente pelo MME e pela ANEEL, houve a preservação dos critérios objetivos de seleção de leilão (principalmente o ICB), garantindo o interesse dos consumidores na operação. Mais além, houve a recuperação das outorgas, viabilizando a construção de empreendimentos e suas operações comerciais.

Sobre este assunto, apenas por analogia, referenciamos a Portaria MME nº 649/2011, que trata da alteração de combustível para usinas termelétricas signatárias de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs. Neste instrumento normativo, ainda que aborde a contratação de energia, também está manifestada a preocupação do Ministério em garantir a *preservação dos critérios objetivos de seleção dos vencedores do leilão* e de *não haver prejuízos aos consumidores*.

Isto posto, a Eneva S.A. sugere uma redação para a Portaria do Leilão de Potência semelhante à adotada na Portaria MME nº 649/2011, com os devidos ajustes, da seguinte forma:

Art. 9º.....  
*§ 1º Os empreendedores poderão modificar as características técnicas dos empreendimentos de que trata o art. 2º, § 1º, observado o disposto no art. 17 da Portaria MME nº 132, de 2013, desde que:*  
*I – sejam preservados os critérios objetivos de seleção dos vencedores do leilão; e*  
*II – não haja prejuízo aos consumidores.*  
*§ 2º Para que sejam preservados os critérios objetivos de seleção dos vencedores do leilão, são necessários os seguintes requisitos:*  
*I - a receita fixa e o Custo Variável Unitário – CVU não poderão ser aumentados;*  
*II - os montantes de potência associada, pactuados contratualmente, não poderão ser alterados;*  
*III - a declaração de inflexibilidade, definida contratualmente, não poderá ser alterada; e*  
*IV - não poderá haver violação de condição ou restrição estabelecida nas diretrizes do Ministério de Minas e Energia ou no Edital da Licitação, que impediria a habilitação técnica do projeto para o leilão.*

### **3. Limite adequado para penalidade em caso de resolução contratual por não renovação de combustível**

*Síntese da contribuição: garantir a aplicação de uma penalidade adequada por rescisão em caso de não renovação de combustível, haja vista que o SIN será notificado com a antecedência mínima de 5 anos antes do término do último período já comprovado. Trata-se de hipótese de resolução contratual distinta das demais.*

Os Contratos do Energia de Reserva (CERs) apresentam hipóteses de resolução consoante art. 15 do Decreto nº 6.353/2008, bem como outras previstas nos editais específicos de licitações da ANEEL. As hipóteses de resolução também estão presentes nos CCEARs.

*Inicialmente, vale destacar a importância de adoção do mecanismo de horizonte rolante para comprovação de combustível aos empreendimentos termelétricos a gás natural. Trata-se de um aprimoramento decorrente das recomendações do Subcomitê 8 do Gás para Crescer, previsto na Resolução CNPE nº 10/2016, já adotado nos Leilões de Energia Nova de 2017 e 2018. Essa iniciativa encontra apoio da Indústria por compatibilizar as realidades operativas do setor elétrico ao setor de E&P, harmonizando as cadeias produtivas e viabilizando investimentos.*

Contudo, dentre as hipóteses normalmente previstas para resolução de contrato, citam-se:

*(i) decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial da PARTE, observada a emissão de aviso ou notificação a outra PARTE para dar ciência do ocorrido;*

*(ii) na eventualidade de uma PARTE ter revogada qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no*



*CONTRATO, inclusive, mas não se limitando, à concessão de serviço público, permissão ou autorização;*

*(iii) o desligamento de uma PARTE da CCEE, nos termos das normas de regência;*

*(iv) atraso superior a trinta dias no adimplemento da obrigação de reconstituição dos valores originalmente aportados de garantia de fiel cumprimento da(s) USINA(S); e*

*(v) atraso superior a 120 (cento e vinte) dias em qualquer um dos marcos de implantação da(s) USINA(S) constantes do(s) ATO(S) AUTORIZATIVO(S).*

Conforme minuta de Portaria para este Leilão de Potência e previsão de novo CPER, também está prevista a rescisão do contrato em caso de não renovação da comprovação de combustível, conforme segue:

*Art. 7º Deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no art. 4º, § 11 da Portaria MME nº 102, de 2016, nos seguintes termos:*

*I – período mínimo de dez anos; e*

*II – prazo remanescente compatível com o período de suprimento do CPER.*

*§ 1º A renovação do período remanescente prevista no inciso II deverá ser realizada junto à ANEEL, com antecedência mínima de cinco anos do termo do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.*

*§ 2º A renovação da comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua prevista no caput não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CPER.*

*§ 3º A não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a ANEEL para a operação comercial, nos prazos e condições estabelecidos no caput, ensejará a rescisão do CPER após o término do último ano de disponibilidade de combustível já comprovado.*

Isto é, a exemplo do CCEAR do Leilão de Energia Nova A-6/2018, o CPER irá prever a hipótese de resolução por não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a ANEEL. Entretanto, dentre as hipóteses de resolução previstas, a não renovação de combustível é a única que, conforme disposições do MME, é notificada ao Poder Concedente com uma antecedência mínima normatizada – no caso, 5 anos antes do período já comprovado.

Nas demais hipóteses de resolução, como falência, revogação de licença necessária para operações, desligamento da CCEE, atraso no adimplemento de garantias e atraso significativo nos marcos de implantação do empreendimento, não há notificação mínima com a antecedência necessária para a recontratação da potência (reserva de capacidade). Isto é, nestes cenários, o SIN estaria involuntariamente exposto.

No caso da não renovação da comprovação de combustível, a antecedência mínima de cinco anos implicaria planejamento suficiente do setor elétrico em recontratar tal energia antes do fim do suprimento do agente gerador termelétrico, em Leilões de Energia Nova, com 5 (A-5), 4 (A-4) ou 3 (A-3) anos de antecedência, ou mesmo em um novo Leilão de Potência associada à Energia de Reserva.

Destaca-se que a presente proposta não busca *eliminar a penalidade* de resolução por não comprovação da disponibilidade de combustível no período remanescente ao CPER, uma vez que o efeito para o Poder Concedente e para o SIN será, de qualquer modo, a rescisão contratual antes do previsto. Busca-se *adotar uma penalidade adequada* para esta hipótese exclusiva de resolução, dada sua especificidade. A antecedência mínima de 5 anos como sobre-aviso ao Planejamento Energético diferencia tal hipótese de resolução de todas as outras, evitando exposições involuntárias instantâneas do sistema (*i.e.*, eventos imprevisíveis).

O período mínimo de comprovação (10 anos) já equivale a 2/3 do prazo de suprimento (15 anos) previsto no CPER.



Isto posto, a Eneva S.A. sugere uma redação alternativa ao art. 7º da Portaria proposta, da seguinte forma:

Art. 7º.....  
(...)  
*§ 4º A penalidade de multa por resolução de contrato em caso de não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível, a ser estabelecida pela ANEEL, estará limitada a um ano de faturamento do agente, considerando a antecedência mínima prevista no § 1º.*

#### **4. Alteração do prazo de realização do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva**

*Síntese da contribuição: alterar a data de realização do leilão a partir do primeiro semestre de 2019.*

Na minuta de Portaria do leilão (art. 1º, parágrafo único), está prevista sua realização *no primeiro quadrimestre de 2019*. Quando da divulgação aos agentes e à sociedade civil acerca da abertura da Consulta Pública nº 61/2018, por meio de sua assessoria de imprensa, este Ministério mencionou que o leilão estava *“previsto para o primeiro semestre de 2019”*.

Não foi apresentada uma data sugerida para a entrega da documentação necessária ao cadastramento e habilitação técnica na EPE.

Assim sendo, considerando que a contratação de potência (reserva de capacidade) não prevê a inclusão de empreendimentos *(i)* com inflexibilidade diferente de zero (art. 6º, II) e *(ii)* que utilizem GNL com despacho antecipado (art. 6º, VII), consideramos que uma postergação da realização do leilão (e de seus referidos marcos anteriores) permitiria aos agentes a elaboração de novos projetos *mais adequados* às necessidades sistêmicas, sobretudo se considerarmos os projetos típicos que têm sido habilitados recentemente pela EPE nos Leilões de Energia Nova (com GNL; inflexibilidade sazonal ou algum nível de inflexibilidade operativa – contratos com regime de *take-or-pay*).

A postergação do referido leilão permitiria uma maior gama de projetos cadastrados (e possivelmente habilitados) na EPE, minimizando pendências de documentação futura ou a ocorrência de um leilão de potência com *“oferta reduzida”*, insuficiente para cobertura da demanda de potência desejada pelo Poder Concedente na ocasião.

Com um maior número de projetos cadastrados e habilitados, espera-se que haja a pavimentação de oportunidade para mais concorrência no leilão, cujo resultado seria refletido no preço final ao consumidor. Dessa forma, a Eneva S.A. sugere que haja a postergação do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva para depois do 1º semestre de 2019.