



Rio de Janeiro, 22 de fevereiro de 2022.  
ABRAGET 004/22.

## Ministério de Minas e Energia

**Assunto:** Contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública 119 do MME para coleta de contribuições ao aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)

Prezados,

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar seus comentários e contribuições ao PDE 2031.

Inicialmente é importante ressaltar que a ABRAGET caracteriza-se como uma associação que tem como prioridade contribuir para a segurança elétrica, energética e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Na visão da ABRAGET, o PDE executa um papel importantíssimo no desenvolvimento da infraestrutura energética do país ao apresentar um plano indicativo para os novos empreendimentos de geração e de transmissão. Trata-se de uma sinalização fundamental para os empreendedores e investidores no setor pois estabelece uma rota que visa dar previsibilidade na realização dos próximos leilões e seus efeitos no mercado.

Ao mesmo tempo, a tarefa de planejar um sistema elétrico resiliente está cada vez mais desafiadora diante a uma crescente complexidade das incertezas, dos cenários e das situações disruptivas. Diante disso, aumenta a responsabilidade do planejador do seu compromisso em compreender a *realidade física* do sistema e não apresentar sinais contraditórios ou incoerências em suas análises e indicações.

## **1. Premissas de Crescimento Econômico e Demanda de Energia**

A ABRAGET destaca abaixo os pontos positivos apresentados na minuta do PDE 2031, referentes aos Capítulos 1 (Premissas Gerais) e 2 (Demanda de Energia).

É relevante a análise descrita no Capítulo 1 da minuta do PDE 2031, que considera os impactos econômicos trazidos pela Covid-19 e sua influência temporária, principalmente nos primeiros anos do horizonte do estudo.

Diante deste fato, um ponto importante a ser destacado é que, conforme pode se observar no Box 1-2 da página 21 da referida minuta, as premissas adotadas para elaboração dos cenários econômicos apresentados no PDE 2031 estão compatíveis com estratégia adotada no Boletim Macrofiscal do Ministério da Economia.

Ainda em relação ao Capítulo 1 da minuta do PDE 2031, a ABRAGET considera que a análise de cenários econômicos otimistas e pessimistas, em relação ao cenário econômico de referência, conforme apresentado na Tabela 1-1 do documento, é muito valiosa para as projeções de crescimento da demanda previstas no Capítulo 2.

Em relação ao PDE 2030, publicado no ano passado, um aprimoramento bastante importante observado na atual minuta, relacionado ao capítulo 2 que trata da Demanda de Energia, foi a consideração de cenários alternativos para a projeção da carga de energia, apresentados no Gráfico 2-20 da minuta do PDE 2031.

Mais especificamente, as previsões de carga comparadas ao PDE anterior (2029) apresentavam-se como sendo linhas paralelas, ou seja, tal como se a queda da atividade econômica advindas da Covid-19 se perpetuassem ao longo de todo o horizonte de planejamento do PDE 2030. Este resultado foi corrigido na minuta do PDE 2031.

## **2. Contribuições da ABRAGET Referentes ao Capítulo 3 – Geração Centralizada de Energia Elétrica**

### **2.1. Aperfeiçoamentos Importantes das Premissas Adotadas para o Planejamento da Expansão da Geração no PDE 2031**

Em relação a minuta do PDE 2030, colocada em Consulta Pública no ano passado, uma das principais críticas da ABRAGET foi que na referida minuta, a necessidade de contratação de potência surgiria somente em 2026, momento em que, segundo o documento, o critério da LOLP % (Loss of Load Probability) atingiria o patamar de 20% e violava o critério de confiabilidade de suprimento de 5%.

No entanto, na ocasião da Consulta Pública referente ao PDE 2030, a percepção da ABRAGET, já era de que o critério de 5% seria violado - em muito - antes de 2026.

Diante deste fato, é possível observar na minuta do PDE 2031, que esta distorção foi corrigida, de forma que a violação dos critérios de potência já ocorre a partir de 2024, onde também há característica crescente da violação ao longo dos anos.

Isto se deve, entre outros fatores, a inclusão dos Critérios de Suprimento, aprovados pelo CNPE, e a configuração inicial da expansão considerando a retirada das usinas termelétricas com término de CCEAR ou perda de benefício da CDE/PPT, além das atuais termelétricas merchants, conforme preconizou a ABRAGET na ocasião das contribuições ao PDE 2030.

Vale destacar também a inclusão das Restrições Operativas das UHEs nas premissas do modelo Newave. Entretanto, o próprio documento, na sua página 67, ressalta que se trata de uma primeira abordagem, para a qual melhorias futuras, especialmente provenientes de um amplo processo de discussão, serão necessárias.

Por outro lado, na opinião da ABRAGET, ainda há algumas considerações que devem ser estudadas para uma expansão da geração ainda mais confiável em termos elétricos e energéticos.

A primeira delas é que o PDE 2031 considera a resposta da demanda e o P95 da disponibilidade conjunta eólica e solar. A ABRAGET entende que deveriam ser realizados estudos elétricos considerando períodos mais adversos de hidrologia, variação instantânea de geração, e o critério de confiabilidade composta (respectivas superposições com falhas de geração e transmissão).

As experiências recentes da Alemanha e Califórnia mostraram que as fontes intermitentes e resposta da demanda não devem ser consideradas como provedores de atendimento às necessidades de potência do sistema, pois não são controláveis.

Outro ponto importante a ser analisado, é a elevada tendência da expansão da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), ao longo do horizonte decenal.

No entendimento da ABRAGET, a intermitência causada pela MMGD é a que pode resultar em maiores impactos para a Segurança Elétrica do SIN, uma vez que o Operador não tem nenhum tipo de “controle” sobre a mesma

Avanços tecnológicos das Baterias teriam impactos positivos para mitigar efeitos de MMGD, mais especificamente em nível de Rede de Distribuição.

Não somente isso, os Serviços Ancilares também serão fundamentais para mitigar os efeitos da intermitência da MMGD e suas consequências para o SIN.

Entretanto, sem sinalização econômica adequada para os Serviços Ancilares, os agentes não terão interesse em prestar estes tipos de serviço e, desta forma, o sistema pode correr o risco de ficar descoberto.

Para isso é necessário criar um mercado de Serviços Ancilares com o objetivo de desenvolver a expansão e remunerar adequadamente os agentes que possuem estes atributos.

O desenvolvimento de um mercado de capacidade, com a sequência dos denominados Leilões de Reserva de Capacidade preconizados pelo MME, em conjunto com Leilões para serviços ancilares, será a forma mais eficiente para garantir a expansão da geração do Setor Elétrico com segurança, adequabilidade, contrabilidade e resiliência.

## **2.2. Considerações Referentes aos Resultado Apresentados para o Planejamento da Expansão da Geração no PDE 2031**

A minuta do PDE 2031 apresenta dois cenários para a composição da expansão indicativa do sistema.

O primeiro a ser apresentado no documento foi denominado de “Rodada Livre”, que teve a finalidade de apresentar análises caso a expansão fosse baseada em perspectiva puramente de mercado, sob representações adotadas no modelo matemático.

O segundo cenário foi chamado de “Referência”, sendo composto pelas mesmas opções de expansão da Rodada Livre, porém incorporando as diretrizes de políticas energéticas estabelecidas: (i) pelo MME; (ii) pelo Poder Legislativo (mais especificamente, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021 e, também, a Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021).

É importante ressaltar que, sendo o Cenário de Referência respaldado por Lei em vigor, a construção de um cenário “Rodada Livre” é um mero exercício acadêmico, cujo objetivo, aparentemente é analisar e comparar efeitos de usinas termelétricas inflexíveis no SIN.

Caso tenha sido este o objetivo, seria importante efetuar uma comparação com maior mérito acadêmico, precificando de forma correta os atributos das citadas termelétricas.

É evidente que nossa matriz deve ser diversificada, e a maioria das termelétricas deve ser flexível. No entanto, enquanto tivermos 62% do total da capacidade instalada do SIN composta por usinas hidrelétricas, com somente 290GWmês de capacidade de armazenamento, devemos ter algumas termelétricas com certo nível de inflexibilidade, uma vez que, a rigor, quem proporciona elevação dos níveis dos reservatórios existentes é o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito (Garantia Energética), e/ou termelétricas com níveis de inflexibilidade.

Seria muito mais útil traçar cenários acadêmicos no sentido de determinar tais montantes ótimos a cada situação futura do SIN, visto que, à proporção que o percentual da capacidade instalada de usinas hidrelétricas se reduz na matriz, mais efetivas ficam as termelétricas flexíveis.

Mesmo assim, vamos analisar a comparação da expansão indicativa do Cenário de Referência com a expansão da Rodada Livre.

A minuta do PDE 2031 mostra que uma consequência imediata da aplicação dos níveis de inflexibilidade termelétrica no Cenário de Referência comparado com a matriz da Rodada Livre, resulta em uma redução média do CMO, no período de 2026 a 2031, de aproximadamente 50% para os quatro subsistemas principais do SIN.

Apesar dos resultados mostrarem que o valor do CMO do Cenário de Referência tende a ser inferior aos da Rodada Livre, o documento conclui que, em termos de custos totais de operação a situação é distinta. A justificativa apresentada na minuta do PDE 2031 é que ao se considerar o valor presente dos custos de operação de cada mês dos dois cenários, para o período de 2021 a 2036 o cenário de Referência apresenta valores superiores na ordem de R\$ 53 bilhões (64%) em relação à rodada Livre. O acréscimo dos custos de operativos deve-se, em especial, à substituição de fontes renováveis de CVU nulo, da Rodada Livre, por termelétricas inflexíveis, com geração compulsória, que levam ao aumento da geração térmica total.

Essa justificativa, na visão da ABRAGET, se deu de forma bastante incompleta, uma vez que **a análise não leva em consideração os seguintes aspectos:**

- **benefício para todo o mercado (ACR e ACL) com a redução e volatilidade do PLD nos novos preços de contratos;**
- **redução das perdas financeiras das hidrelétricas relacionadas a equação GSF x PLD, com a redução do PLD;**
- **Redução dos riscos de déficit de energia e sua precificação específica;**
- **custo evitado do corte de carga por falta de capacidade sem as térmicas;**
- **anulação do custo com o despacho Fora da Ordem de Mérito energético.**

Infelizmente, como ainda não foi disponibilizado o DECK do PDE 2031, a ABRAGET não pode encaminhar, nesta contribuição, análise do custo-benefício para o SIN com a expansão do Cenário de Referência.

Não obstante a conclusão incompleta em termos de custos totais de operação, a minuta do PDE 2031 também faz uma comparação da estimativa de Emissões de Gases Causadores de Efeito Estufa (GEE) considerando os dois cenários de expansão. Os resultados trazidos pelo PDE 2031 mostram que a Rodada Livre apresenta uma redução de emissões de 5,7 Milhões de tCO<sub>2</sub>eq no período de 2026 a 2031, o que equivale a uma redução de cerca de 30%, em relação às emissões de 2026. Por outro lado, o Cenário de Referência registra um aumento de 14,7 Milhões de tCO<sub>2</sub>eq, no período de 2026 a 2031, o equivalente a um acréscimo de 74% em relação ao valor de 2026.

Os resultados apresentados da forma como descritos na minuta do PDE 2031, em termos de custos totais de operação (sem levar em consideração os benefícios econômico-financeiros para os consumidores, apresentados pela ABRAGET nestas contribuições – pág. 6) e de emissões de GEE, já resultaram em críticas, tanto na mídia especializada quanto na mídia nacional, críticas estas feitas sem uma visão geral, de forma que estamos aqui indicando.

Tais críticas desdenham dos atributos das termelétricas, tanto as flexíveis quanto as inflexíveis, para o SIN. Atributos estes que foram fundamentais para que o

sistema elétrico do Brasil conseguisse passar ileso, em termos de confiabilidade elétrica e energética, no período crítico dos reservatórios observados em 2020 e 2021.

O passado recente mostrou que caso o planejamento tivesse considerado a manutenção e recomposição de reservatório equivalente a níveis adequados, via montante pré-determinado de termelétricas inflexíveis, teríamos menor requisito de despacho por Garantia Energética (fora da ordem do mérito), e certamente teríamos, um menor impacto na tarifa dos consumidores.

Esse teria sido o efeito positivo de um planejamento que não considerasse apenas o atributo preço (lance em leilão) para projetar a matriz, mas todos os atributos de cada fonte, e qual o custo associado ao sistema que cada uma delas traz.

As Políticas Energéticas aprovadas no Congresso Nacional e sancionadas pelo Presidente da República, assim como os próximos Leilões de Capacidade, anunciados conforme a Portaria MME nº. 32 de 17 de dezembro de 2021, são passos fundamentais neste processo.

### **3. Contribuições da ABRAGET Referentes ao Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica**

Com relação a expansão da Transmissão, as considerações que a ABRAGET reputa relevantes estão baseadas no fato grave consistente na imposição de restrições de margem de escoamento nos Leilões de geração regulares e nos Leilões de Capacidade.

A ausência de capacidade de escoamento da energia, como observado nos leilões A-6 e Reserva de Capacidade, ambos de 2021, pode ser atribuída basicamente a dois fatores: ao atraso na implementação dos sistemas de transmissão e ao aumento da participação da geração de energia por fontes renováveis.

Preocupa o fato descrito na minuta do PDE 2031 de os processos de planejamento, de licitação e construção de projetos de transmissão atualmente requerem, no total, cerca de 7 anos para serem concluídos.

Entre as justificativas apresentadas estão os processos relacionados às outorgas de transmissão, que tiveram atualizações regulamentares importantes com a emissão da Instrução Normativa IN-TCU no 81/2018, que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização pelo TCU e que revogou as Instruções Normativas nos 27/1998, 46/2004 e 52/2007.

Ainda segundo a minuta do PDE 2031, com essa nova Instrução Normativa, foram uniformizados os prazos para envio da documentação necessária ao exame pelo TCU para todos os processos de desestatização, passando a ser de 90 dias antes da publicação do edital, e não sendo mais permitida a realização de atividades paralelas ao exame do TCU.

Somando-se aos demais prazos de instrução do processo licitatório, são necessários cerca de 11 meses para a execução de todo o processo licitatório. Na prática, segundo o PDE 2031, essa concatenação de prazos só permite a execução de, no máximo, 2 leilões de transmissão ao ano.

Os Leilões de energia, do tipo A-5 e A-6 e Leilões de Capacidade são leilões que não devem ser restritos por margem de transmissão, uma vez que são certames voltados para a expansão do Setor Elétrico Brasileiro, nos quais é garantido o livre acesso à transmissão, pela geração.

Entretanto, diante dos fatos apresentados no PDE 2031, e resumidos acima, trata-se, de situação bastante grave que merece especial atenção por parte deste Ministério de Minas e Energia, embora muito se saiba que algumas medidas já estão sendo tomadas.

É importante que se iniciem, com a urgência necessária, discussões técnicas por este Ministério de Minas e Energia de sorte a solucionar o problema de expansão do sistema de transmissão e evitar a desabilitação de usinas térmicas, ao argumento da falta de margem de escoamento.

Com relação aos demais capítulos da minuta do PDE 2031, a ABRAGET não possui maiores comentários e contribuições.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



**Xisto Vieira Filho**

Presidente