

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 119/2022

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à [Consulta Pública \(CP\) MME nº 119/2022](#). A CP visa coletar contribuições para o aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031).

1. Considerações Iniciais – O Desafio do Planejador

O planejamento, discutido no presente PDE, envolve a tomada de decisão num cenário de incertezas ao longo dos próximos 10 anos, não permitindo ser determinativo, mas sim, indicativo – como bem destaca a EPE. Somado às incertezas intrínsecas a qualquer planejamento de longo prazo (fatores políticos, climáticos e de tecnologia, incerteza da demanda), o Brasil possui 60% da oferta derivada de fontes hidrelétricas, desafio adicional na consideração da expectativa de geração para essa fonte. A última década foi marcada por um *gap* anual crescente entre Garantia Física (GF) e a geração verificada de UHEs. Em 2021, por exemplo, 27% do esperado de geração hidrelétrica não se confirmou.

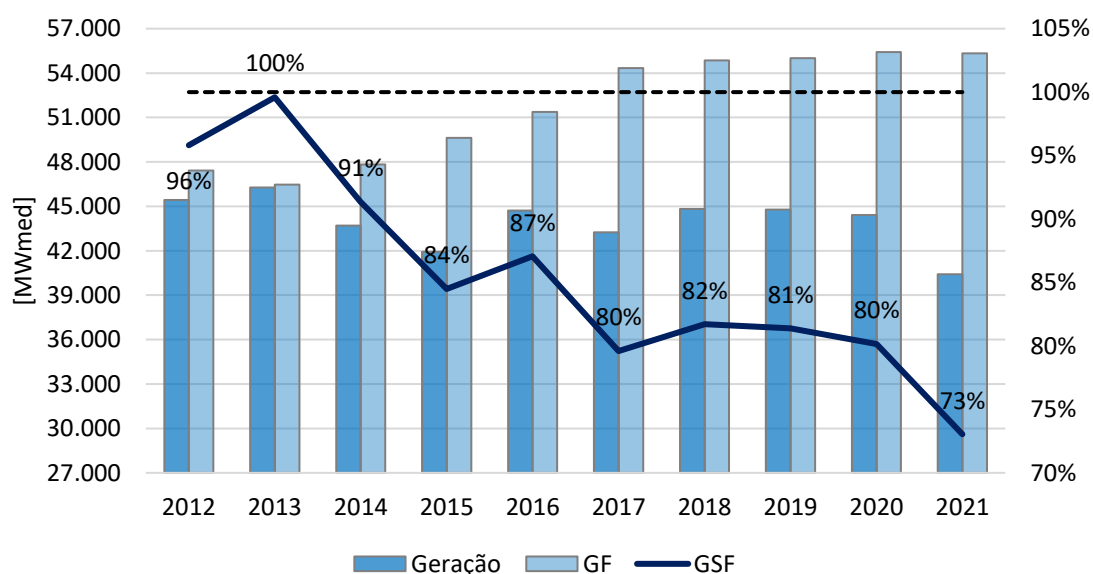


Figura 1 – Geração Hidrelétrica na última década: expectativa vs realidade (Fonte: CCEE).

Nesse contexto, a ABIAPE tece algumas considerações.

- A GF tem sido utilizada como parâmetro para definição da expansão.
- O cálculo da GF é realizado por meio de programas de computador que identificam a expectativa de geração de acordo com as premissas escolhidas pelo planejador central.
- O atendimento à carga não é realizado pela GF, mas sim, pela geração.

É possível inferir que a expectativa de geração internalizada na GF não é aderente à geração verificada. Trata-se de um equívoco cada vez mais expressivo – 15 GWmed em 2021 – e intrínseco ao setor regido por modelos probabilísticos.

O efeito negativo de a expansão se basear nos resultados dos programas de computador pode ser observado quando se analisa o atendimento à demanda sob a ótica contratual exposta no PDE 2031, Figura 2, onde é registrado déficit a partir de 2028 (Oferta Total - Demanda = -1.267 MWmed).

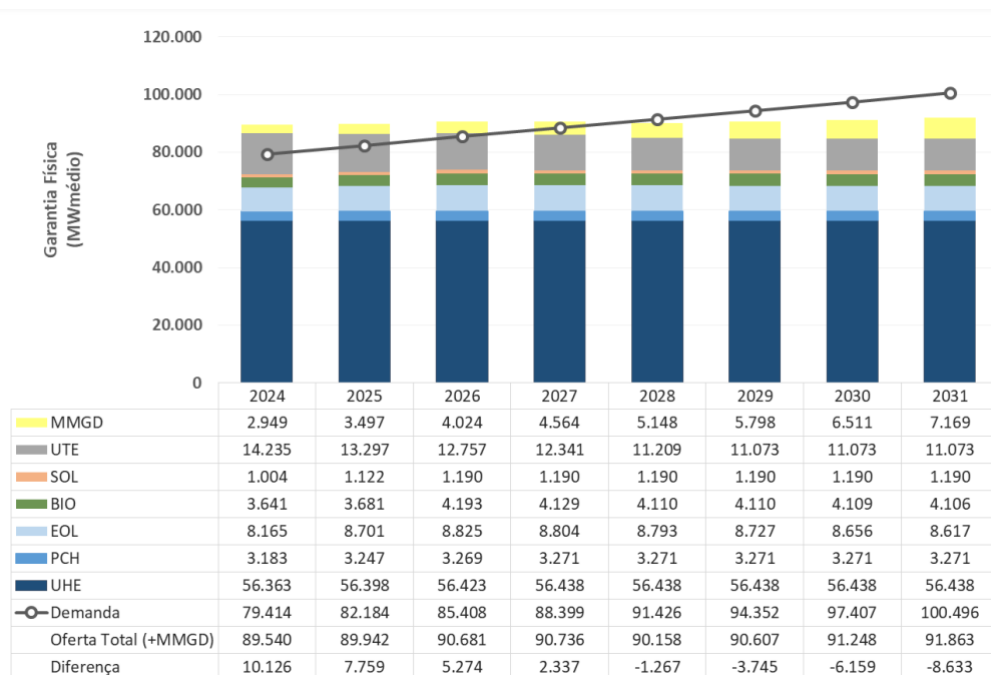


Figura 2 – Balanço de Garantia Física sob a ótica contratual (Fonte: PDE 2031).

Caso o atendimento à oferta utilizasse a projeção de geração verificada das UHEs, o resultado seria outro: no pior caso da última década, há um *gap* de cerca de 15 GWmed da geração em relação à GF (registrado em 2021). Nesse cenário, o superávit da oferta projetado para 2024 passaria de 10 GWmed para um déficit de 5 GWmed. A impossibilidade de atendimento de carga seria antecipada em no mínimo quatro anos.

Todavia, antes de quaisquer discussões sobre a métrica para utilizar na expansão, vale lembrar que a grandeza GF possui três diferentes usos:

- planejamento da expansão;
- base para alocação de energia do MRE; e
- lastro de gerador para atender a suas obrigações contratuais.

A generalização do uso da GF dificulta o aprimoramento de metodologias para cada fim.

A alocação de energia do MRE (entrega física de energia) e as decisões contratuais (compromisso financeiro) de agentes não devem ser limitadas por resultados de programas de computador estritamente probabilísticos. Portanto, a dissociação entre a

grandeza GF e seus três usos é fundamental para o aprimoramento da métrica indutora da expansão.

1.1. Das novas expectativas trazidas no PDE 2031

O ano de 2021 foi também marcado pela preocupação com o atendimento de requisitos de potência, sendo contratados 1.110 MW por meio do Processo Simplificado de Contratação (PSC) e 4.600 MW na forma de Reserva de Capacidade. Apesar das contratações, a EPE destaca que não utilizou essas informações para as projeções de atendimento à carga no PDE 2031.

Ao analisar o PDE 2031 foi constatado que o déficit de potência, quando comparado ao PDE 2030, passou a ser verificado em set/24 ao invés de set/26. Como efeito, nota-se uma alteração significativa na projeção da expansão indicativa. A Figura 3 compara os resultados dos dois PDEs.

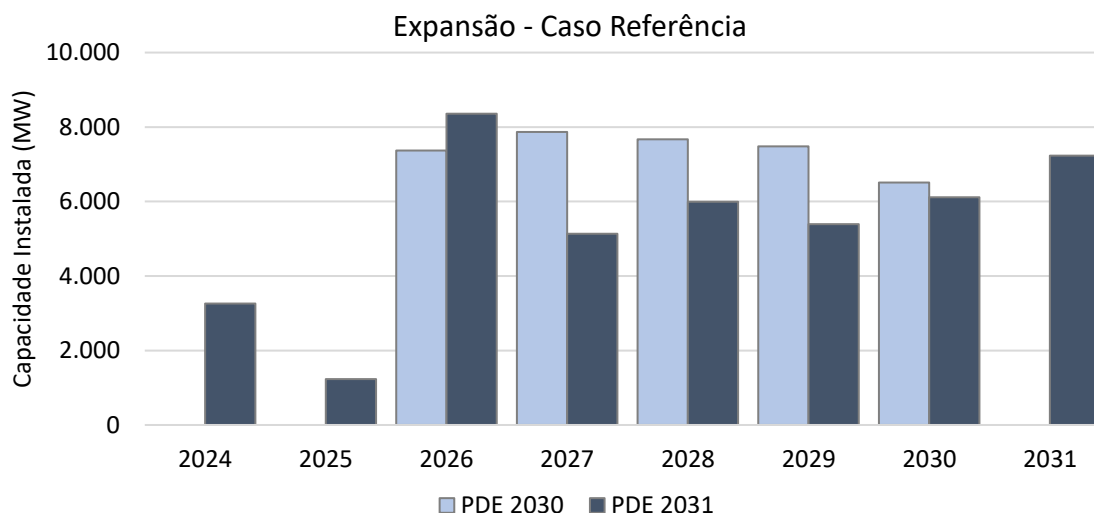


Figura 3 – Expansão de referência PDE 2030 vs 2031 (Fonte: EPE).

A ABIAPE preocupa-se com a alteração trazida neste PDE. Mesmo que se considere a contratação de 1.110 MW (PSC), ainda seria necessária a contratação adicional de 3.400 MW até 2025.

Apesar de ter sido identificado um possível déficit de potência em 2021, por conta da escassez hídrica, é provável que os próximos anos sejam menos críticos, em especial pelas novas medidas para o gerenciamento de reservatórios¹. Portanto, espera-se cautela nas contratações adicionais de potência, tendo em vista que tanto o PSC (que custou R\$ 39 bilhões em quatro anos) quanto as medidas para gerenciamento dos reservatórios contribuirão com o recurso de potência para o sistema.

¹ A escassez hídrica ensejou medidas para o gerenciamento de reservatórios como a adoção de Curvas Referenciais de Armazenamento (CREFs) para os subsistemas, o Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional, implementado em dezembro de 2021 pela ANA, e o Plano para Recuperação dos Reservatórios de Regularização, determinado pela Lei nº 14.182/2021.

1.2. Dos efeitos observados com as novas Políticas Energéticas

As novidades observadas nas premissas para este PDE apresentadas na seção 3.6² possuem efeitos claros: para o fim do horizonte, espera-se uma matriz com aumento significativo de emissões diretas de carbono com relação à atual.

O observado vai contra a expectativa da indústria de expansão baseada em energia renováveis – hidrelétricas, solar fotovoltaica e eólica, por exemplo.

2. Contribuições sobre o Caderno PDE 2031

2.1. Restrições hidráulicas

As restrições hidráulicas ao longo dos últimos anos trouxeram a reflexão dos desafios do setor elétrico para a operação do sistema. O problema se concentra na incapacidade de os programas de computador que calculam o preço da água conseguirem representar fielmente as restrições hidráulicas no horizonte de estudo. Ainda que o conhecimento passado seja um bom indicador sobre o futuro, não há garantia de que, no horizonte de 10 anos, por exemplo, essas restrições sejam mantidas.

O Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional, implementado em dezembro de 2021 pela ANA, apresenta restrições de operação para UHEs em cinco grandes bacias hidrográficas. As restrições são válidas somente até abril de 2022, ou até o atingimento de níveis meta de armazenamento para alguns reservatórios. Além disso, a Lei 14.182/2021 determina a criação de um plano para recuperação dos reservatórios de regularização do país, a ser elaborado pelo Poder Executivo. Ambas as informações demonstram a volatilidade das restrições hidrelétricas e a incerteza acerca de valores e da vigência delas para o futuro.

No PDE 2031, a EPE propõe a representação das restrições hidráulicas na tomada de decisão da expansão, representando um importante avanço. Todavia, a metodologia ainda precisa de amadurecimento, pois se baseia apenas no período crítico de 2020/2021, carregando aspectos conjunturais para os resultados do PDE – estruturais.

2.2. Reservatórios

Durante as duas últimas décadas, o Sistema Interligado Nacional (SIN) mostrou crescimento modesto na capacidade de armazenamento. De 2010 até hoje, o crescimento foi de apenas 4%. A Figura 4 evidencia a capacidade – em meses – de atendimento à carga exclusivamente pelo armazenamento máximo dos reservatórios do SIN.

Nesse contexto, as baixas afluências de 2021, aliadas à ineficiência dos programas de computador em gerenciar armazenamento, evidenciaram as consequências da falta de investimento em UHEs com reservatórios. Com efeito, foi possível notar que a projeção

² A seção apresenta as determinações de políticas energéticas definidas em 2021/22 que resultaram em contratações compulsórias de alguns tipos de fontes.

de déficit de potência, esperada para 2026 (PDE 2030), se antecipou para novembro de 2021³.

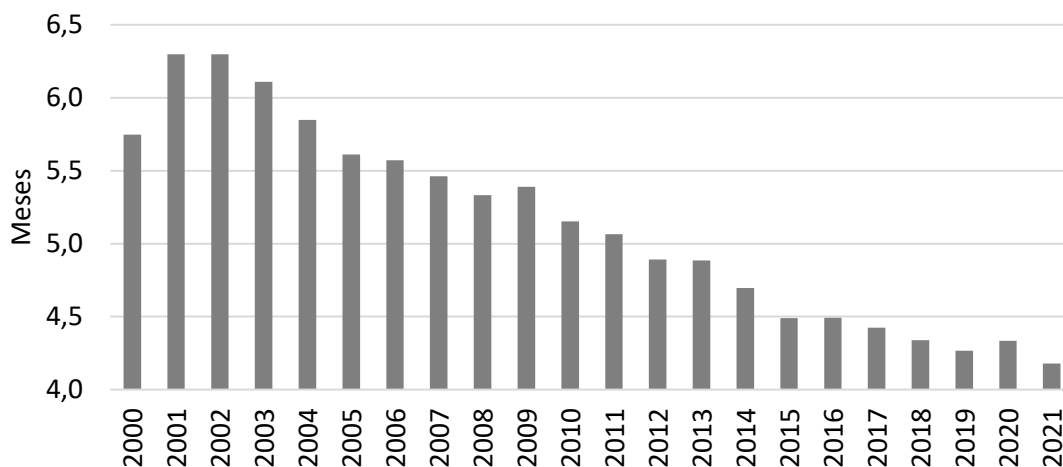


Figura 4 – Capacidade de atendimento à carga pelo armazenamento máximo dos reservatórios (Fonte: ONS).

Diante da nítida redução da capacidade de armazenamento com relação à carga, estranha-se que, no horizonte decenal, o PDE indique a construção de apenas uma hidrelétrica – Bem Querer, em Roraima –, com projeção de entrada em operação somente em 2031.

Nesse cenário, considerando a importância dos reservatórios e as lições aprendidas no passado recente, a ABIAPÉ sugere que, para os próximos PDEs, o planejador inicie estudos com o objetivo de identificar o requisito de armazenamento no SIN para atender à segurança energética.

2.3. Serviços Ancilares

O PDE apresenta os serviços ancilares como alternativa à expansão da interligação entre subsistemas – como forma de agregar flexibilidade ao SIN. Porém, novamente, o Plano deixa de avaliar o impacto de se representar a Reserva de Potência Operativa (RPO – recurso utilizado para o controle de frequência) no atendimento à carga.

Ao longo do período de escassez hídrica de 2021, ficou evidente a preocupação do Operador com a consideração da RPO no atendimento aos requisitos de potência, tanto que a Nota Técnica NT-ONS DGL 0093/2021 traz a seguinte discussão:

Em adição às análises prospectivas energéticas apresentadas anteriormente, foi avaliado o atendimento dos requisitos de potência do sistema através de um balanço de potência prospectivo, considerando as condições e resultados prospectados na avaliação energética (previsões de vazão, evolução dos níveis dos reservatórios e geração térmica).

Nestes balanços de potência prospectivos, em adição às premissas listadas para as prospecções energéticas, foram também considerados:

³ Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo Prospectivo Agosto a Novembro de 2021. Documento do ONS publicado em agosto de 2021.

- Reserva de potência incorporada à carga, considerando parcela de reserva de potência adicional para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Relatório ONS-DPL-REL-0267-2020 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2021;
- Possibilidade de uso da reserva operativa a fim de evitar déficits de potência.

Na Figura 5, observa-se que a projeção (realizada em agosto de 2021) de sobra de potência para novembro de 2021 estava comprometida para o atendimento do requisito de RPO.

Figura 6-2: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B da NT ONS DPL 0081/2021 no Novo Formato

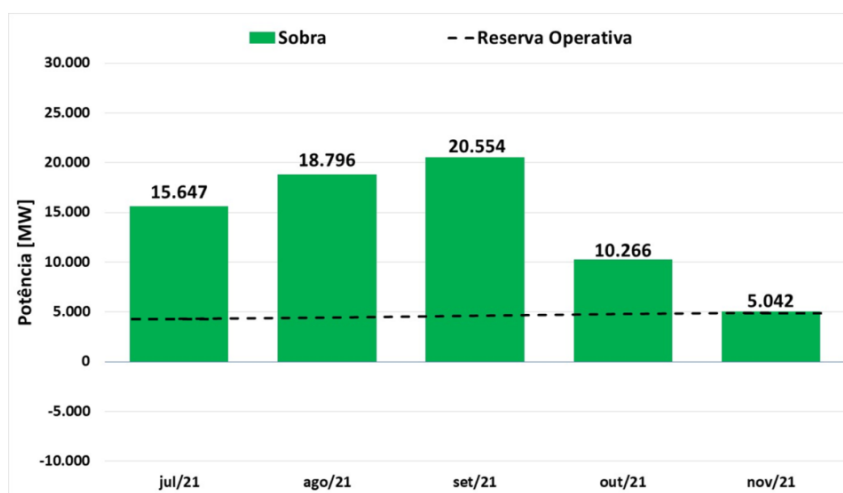


Figura 5 – Balanço de Potência para 2021 (Fonte: NT-ONS DGL 0093/2021).

Diante do exposto, a ABIAPE reitera a importância – reconhecida pelo Operador – de se representar a RPO no atendimento à carga.

2.4. Sinal locacional da TUST

O aprimoramento da regulação relacionada às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) se encontra em discussão na ANEEL – foi objeto da CP nº 039/2021, ainda sem resultado. Sob o ponto de vista da expansão, é importante que seja possível observar os efeitos das alternativas de aprimoramento do cálculo da TUST para o planejamento.

Enquanto a Agência vem tratando do aprimoramento do sinal locacional da TUST tanto para geradores quanto para consumidores, a EPE o faz apenas para os geradores. O sinal dado por meio das tarifas de transmissão é igualmente importante para as duas classes de agentes, motivo pelo qual a ABIAPE sugere a inclusão da perspectiva dos consumidores na avaliação da EPE.

Ainda, a Associação sugere a inclusão de estudos de caso, do tipo *what if*, que avaliem o impacto do sinal locacional na expansão do sistema, de modo a fornecer subsídios para o mercado avaliar a atratividade de novos negócios.

3. Considerações Adicionais

3.1. Ativos de transmissão em fim de vida útil

A substituição de ativos de transmissão em fim de vida útil regulatória foi tema da CP nº 005/2020 – concluída sem alterações regulatórias.

A ABIAPPE destaca que a não regulamentação do tema acarreta incertezas para os investidores, uma vez que a substituição dos ativos em fim de vida útil regulatória para a próxima década, se realizada com base no conceito contábil e não físico, incorreria em um custo de R\$ 35 bilhões.

No PDE 2031, na expectativa de evitar o impacto tarifário mencionado, a EPE considera que a substituição de equipamentos deve respeitar o fim da vida útil física. A Associação corrobora com essa visão e entende que a substituição com base no fim da vida útil física é a que melhor representa a modicidade tarifária.

3.2. Resposta da demanda (RD)

Durante a escassez hídrica de 2021, a Portaria Normativa MME nº 22 de 2021 definiu diretrizes para a Redução Voluntária da Demanda (RVD). Nos meses de setembro e outubro, as ofertas aprovadas totalizaram até 442 MW e 720 MW, respectivamente, montantes que demonstram a importância do programa no combate à crise.

Apesar dos avanços observados, no PDE 2031 há uma redução do montante indicativo de resposta da demanda em comparação com o PDE 2030. A ABIAPPE corrobora com a percepção da EPE de que melhores resultados podem ser alcançados com os avanços regulatórios do tema.