

CONTRIBUIÇÕES DA CESP RELATIVAS À CONSULTA PÚBLICA SOBRE O PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA - PDE 2026

Portaria MME nº 259/GM, de 06 de julho de 2017

www.mme.gov.br Portal de Consultas Públicas

1. Comentários relativos ao item 3 – Geração de Energia Elétrica

“Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação...” (página 53).

Comentário

Não há como deixar de registrar o notável aprimoramento na elaboração do PDE, com o emprego de metodologias e critérios já consagrados, bem como com a adoção de ferramental inovador no auxílio da elaboração do plano de expansão, fato que possibilitou a elaboração sistemática de cenários futuros, atendendo a um pleito recorrente em ciclos passados. Observa-se também o cuidado com a apresentação do documento, divulgação de tabelas em formato de planilhas e dos arquivos de entrada do modelo Newave em conjunto com o texto. Nessa linha encontra-se a utilização do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para o apoio na indicação do montante e da composição de fontes para a expansão da oferta de energia elétrica, cuja função objetivo é minimizar o custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima instantânea.

A incorporação dessa ferramenta na elaboração do plano traz ao mesmo tempo isenção e maior precisão na elaboração do plano indicativo, pois a expansão tem sua principal orientação dada pela lógica matemática e menor interferência do planejador, portanto, alinhada com a necessária neutralidade na proposição de um plano de expansão.

Sendo assim, e por se tratar de um ferramental até então não utilizado para elaboração de um plano com a abrangência e alcance como o PDE, torna-se importante o detalhamento e a discussão das premissas e dos dados de entrada utilizados, tais como, custo de equipamentos, restrições ambientais consideradas, cenários de aflúências e outros elementos norteadores da expansão. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-028/2017 descreve os critérios e parâmetros para a utilização do MDI e entende-se que seria adequado um maior detalhamento do procedimento adotado para a obtenção e definição das séries hidrológicas adotadas (críticas e demais séries), eventualmente ilustrando-as por meio de gráficos ou tabelas, o mesmo valendo para os limites de intercâmbio considerados.

Extrapolando-se o conceito adotado, encaminhamentos futuros poderiam se desenvolver no sentido do aumento do número de subsistemas (garfos) e suas interligações, de forma que o sistema de transmissão possa ter maior peso na determinação de alocação da oferta não somente de forma temporal, mas também espacial. O benefício almejado seria de captura do benefício de alocação de fontes próximas aos centros de carga e também do

sistema de transmissão já existente ou previsto. Na mesma vertente, os garfos poderiam conter informações geográficas adicionais sobre a rede elétrica, disponibilidade de gás, malha de transporte de gás, disponibilidade de outros energéticos por meio de integração com mapas de recursos (biomassa, eólico e solar, por exemplo), de forma que se tenha a sinalização regional de expansão associada a uma determinada fonte. Outra funcionalidade apreciável de um modelo desse porte seria da indicação de expansão de transmissão para aquelas em que a restrição torna-se ativa com maior frequência.

Por fim, de forma que o modelo (MDI) possa ser melhor compreendido pelo setor de energia elétrica, seria conveniente seu detalhamento, não somente por meio da formulação, como apresentada, mas por meio de diagramas funcionais, pseudocódigos, ou mesmo a sua divulgação em fóruns apropriados com a participação dos agentes do setor.

Item 3.1.3 – DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO: ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA E HORÁRIA – BOX 3.3

“Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta..” (página 58).

Comentário

Adicionalmente às fontes indicadas para incremento da flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, sugere-se a inclusão de unidades geradoras suplementares em UHEs existentes que dispõe de condições físicas para instalação. Segundo levantamento da Abrage há um potencial de 5.913 MW distribuídos por doze usinas do sistema interligado, em sua maioria no sistema SE/CO.

O texto enfatiza a necessidade de desenvolvimento de uma ferramenta computacional com maior discretização temporal que, de fato, mostra-se necessária para tratar, em médio prazo, a transformação da matriz elétrica atualmente em curso. Dentre o ferramental oficialmente utilizado no setor de energia elétrica, não há um modelo homologado¹ que trate de forma integrada e dinâmica a topologia da rede elétrica e seu estado operativo, as condições energéticas e um mínimo de predição (eventualmente probabilística) de variáveis estocásticas (sazonais e intermitentes). Está, portanto, aberta uma nova frente de pesquisa para o setor mas, acredita-se que deva ser acompanhada pelo desenvolvimento de políticas adequadamente desenhadas e imbuídas de disciplina regulatória para que esse novo produto (potência) situe-se adequadamente no ambiente comercial.

Nesse sentido cita-se a proposta registrada na NT nº 5/2017/AEREG/SE, vinculada à CP MME nº 33, em que há sinalização de um possível encaminhamento separando-se a *commodity* em lastro e energia. Ressalta-se que, pela natureza e pela experiência de outros mercados, entende-se ser necessária a revisão e a ampliação dos serviços atualmente considerados como ancilares (REN nº 697/2015), especialmente no tocante a serviços de reserva (rápida, fria, capacidade, operativa, lenta e *spot*). Deve-se também

¹ Com uso autorizado por resolução da ANEEL

delinear e considerar a natureza de cada serviço, havendo necessidade de complementação da regulação em função da forma de provimento e despacho, que também pode variar quanto ao intervalo de discretização.

Item 3.2.1 – PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

“O crescimento médio anual da carga do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.700 MW médios, representando uma taxa média de 3,5% ao ano...” (página 60).

Comentário

A projeção do crescimento médio do PIB mundial está alinhada com as estimativas elaboradas pelo FMI, que aponta elevação média de 3,7% a.a., entre os anos 2017 e 2021, e 3,9% a.a., para o período entre 2022 e 2026. Esse crescimento é sustentado pelas economias emergentes, principalmente China e Índia, que atualmente apresentam crescimentos na ordem de 6 % a 7 % a.a. e terão, em 2022, conforme as previsões, participação na produção mundial de 21% e 10%, respectivamente. Em 1990 a participação dos dois países na produção mundial era de 8%, sendo 4% para cada um.

A estimativa do crescimento da economia da China é relevante nas premissas, pois, atualmente, a China é o destino de, aproximadamente, 21 % das exportações dos produtos brasileiros. Cabe destacar que a economia brasileira possui uma correlação elevada (beta elevado) em relação à economia mundial, principalmente em momentos de estresses financeiros (crises). O crescimento da economia brasileira é fortemente afetado quando ocorrem crises econômicas mundiais.

O crescimento médio do PIB brasileiro considerado no PDE 2026 foi de 2,5 % a.a. no período decenal, sendo 0,5 % para o ano de 2017 e 1,8 % para o ano de 2018. Os valores para os anos de 2017 e 2018 estão alinhados com a expectativa do mercado, apresentado no relatório Focus. Para os demais anos é incerto fixar um crescimento em torno de 3 %, pois quanto maior o horizonte da previsão, maiores são as incertezas em relação ao cenário político brasileiro e transformações nas relações geopolíticas e econômicas entre os países.

Intuitivamente, o crescimento do consumo de energia está diretamente relacionado ao crescimento do PIB. A EPE projeta um crescimento médio anual da carga de energia de aproximadamente 2.700 MW médios, correspondendo à taxa média de 3,5 % ao ano, resultando em uma elasticidade-renda de 1,4. Esse indicador apresenta uma dimensão coerente ao compararmos com a elasticidade obtida dos últimos 10 anos, que foi de 1,33. Entretanto, ao comparar a taxa média de crescimento anual da carga prevista com a verificada dos últimos 10 anos, de 2,64%, nota-se que o valor de 3,5% ao ano é bastante otimista, ainda mais se acrescentarmos que o PDE prevê, nesse horizonte de expansão, a entrada de mecanismo que poderá auxiliar no controle da demanda, modelos de base horária, e de eficiência energética.

Item 3.3 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

“...de PCH, disponíveis a partir de 2022. Admite-se que os projetos estejam disponíveis para fazer parte da expansão em lotes contínuos de 100 MW, ... a oferta total de desenvolvimento de PCH posta à disposição do MDI é de 1.500 MW no período de 2022 a 2026, ou seja, de 300 MW candidatos por ano.” (página 61).

Comentário

Sob a ótica da regulação vigente, as PCHs compõem um conjunto de empreendimentos considerados como de energias incentivadas, que usufruem de desconto não inferior a 50 % aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/1996 com redação dada pela Lei nº 13.360/2016), além da possibilidade de transacionar energia com consumidores especiais e livres.

Segundo informações disponíveis publicamente, há um conjunto de 10.880 MW referentes a projetos de PCHs passíveis de implementação, paralisados e aprovados. A título didático, o Estado de São Paulo conta com um potencial hidrelétrico remanescente de 1.888 MW associado a PCHs, segundo levantamento realizado pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, no ano 2013. Com isso é possível vislumbrar que usinas com essas características são uma opção atraente para a composição da matriz de eletricidade, especialmente se consideradas suas vantagens ambientais e geográficas, porém carecem do adequado estímulo dado por meio de políticas para que recuperem a competitividade diante de outras fontes.

Atenção deve ser dada para a consideração de cenários elaborados no PDE com o MDI para a proposta atualmente apresentada na NT nº 5/2017/AEREG/SE, vinculada à CP MME nº 33. Há indicação de impacto sobre os consumidores especiais, em função da possibilidade de extinção da modalidade de energia incentivada e pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida em empreendimento incentivado. Esse fato poderá provocar o desequilíbrio do cenário proposto para recursos disponíveis e também afetar de forma direta os cenários considerados na avaliação de sensibilidade. Nesse ponto observa-se que a adoção de um caso que considere restrição na expansão associada a PCH+EOL+BIO+SOL poderia ser melhor apreciado quando em comparação com o Caso 5, por exemplo, que considera restrição total de UHEs.

Item 3.3.1 – ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA

“atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo.” (página 64).

Comentário

A implementação de fontes com as características citadas é relevante para assegurar robustez do sistema diante da crescente penetração de fontes de elevada variabilidade (não controláveis), no entanto, o texto faz menção apenas à necessidade de “ajustes nas

regras para contratação e remuneração de empreendimentos”, mas não cita mecanismos e nem propostas de políticas específicas para o incentivo ao desenvolvimento dessas fontes e prestação desse serviço (ancilar) ao sistema, mesmo que indicativos.

Item 3.5 – Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

“Tendo em vista as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, o PDE 2026 apresentará algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de sensibilidade do tipo what-if, visando sinalizar seus efeitos na expansão...” (página 74).

“Aprimoramentos na definição dos parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos podem ser necessárias para a internalização completa dos benefícios relativos ao suprimento da demanda máxima de potência do sistema, dentre outros fatores relevantes para o sistema.” (página 75).

Comentário

Não restam dúvidas quanto ao benefício para o planejamento da expansão a consideração de cenários alternativos nos estudos. O presente trabalho propõe sete cenários alternativos ao cenário de referência e considera apropriadamente a avaliação da redução da oferta, da demanda, variação da velocidade de penetração da fonte solar, vazão no NE, efeito do armazenamento de maio e, como extremamente válido, o cenário livre de direcionamentos, com alto valor indicativo para o planejamento. A adoção de cenários futuros é um campo aberto para proposições e possibilidades mas, do ponto de vista ainda de uma matriz elétrica essencialmente hidráulica, considerar a restrição total de UHEs talvez não seja um cenário tão significativo quanto a restrição associada a PCH+EOL+BIO+SOL, percentual mais elevado da expansão, restrição que poderia afetar ao menos uma parte dos 59% relacionados a esse segmento. Adicionalmente, o cenário 5 considera como alternativa à expansão hidrelétrica, o incremento da fonte termelétrica a carvão nacional. Sabe-se da baixa qualidade do carvão e o próprio texto cita que “esse tipo de usina vem sofrendo aumento das restrições ambientais e possui dificuldades de financiamento... e novas tecnologias ambientalmente sustentáveis para o carvão mineral... poderão estar mais maduras e competitivas após o horizonte decenal”. Observação similar pode ser feita para a consideração da expansão de usinas termelétricas, uma vez que o próprio texto traz em seu item 3.5.1 maior destaque para as usinas termelétricas, com a redução da capacidade de regularização do sistema energético.

A expansão da ponta indicada representa 31% da indicação de referência, sinal absolutamente em sintonia com o planejamento indicativo, porém, não há, no presente, um sinal regulatório ou política energética com indicação para expansão de dessa modalidade.

A relação entre os cenários, tabelas de expansão e representação nos arquivos Newave não está clara, constando-se diferenças consideráveis de potência instalada de origem hidráulica ao se comparar a Tabela 8 com a representação de usinas não existentes, para o cenário de referência, por exemplo.

Item 3.5.1 – CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

“Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia.” (página 78).

Comentário

O sistema de geração de base hidrelétrica é composto por usinas que possuem reservatórios com diferentes características, dependendo de sua capacidade de regularização, que podem ser de compensação ou de acumulação. O primeiro tipo tem volume somente para regularização de descargas semanais ou diárias e são também chamadas de usinas a fio d'água. As usinas com reservatório de acumulação têm capacidade para regularizar vazões de um mês, um ano, ou até vários anos.

Tendo-se como base a oferta exclusivamente hidrelétrica, verifica-se que do total de 134 usinas existentes no início do horizonte, 65 são do tipo a reservatório de acumulação, totalizando 44.208 MW instalados, e as demais 69 são usinas a fio d'água (compensação), representando 42.218 MW. Com isso, conclui-se que no início do período de estudo, as usinas a fio d'água representam aproximadamente 51 % do total de usinas existentes e 49 % da capacidade instalada.

A Figura 1.1 ilustra o plano de expansão da oferta para a fonte hidrelétrica considerado, em que estão indicados os montantes relacionados aos empreendimentos existentes, a expansão e o cenário futuro, considerando as usinas agrupadas em reservatório de acumulação e a fio d'água.

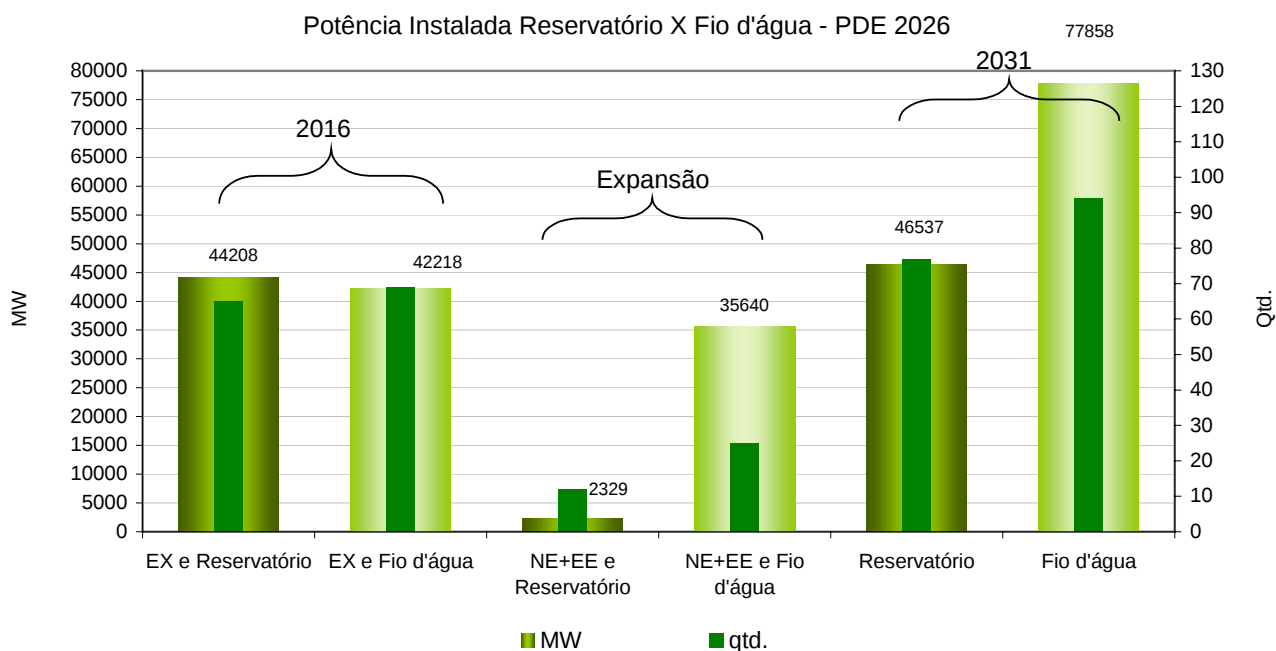


Figura 1.1 Para o PDE 2026, Potência Instalada por Tipo de Reservatório

Observando-se o cenário de expansão, nota-se claramente a diferença entre os dois grupos, especialmente quanto à potência instalada. Empreendimentos a fio d'água considerados na expansão (NE+EE) correspondem a 35.640 MW ou 94 % da oferta hidráulica considerada. Com isso, ao final do horizonte, o cenário de referência passará a ter a seguinte composição referente à usinas hidrelétricas: 77 usinas com reservatório de acumulação e 94 a fio d'água, totalizando 46.537 MW para o primeiro grupo e 77.858 MW para o segundo grupo.

Diante dessa nova configuração indicativa, nota-se que o montante associado à usinas a fio d'água evoluiu de 49 % para aproximadamente 63 % da potência instalada associada à fonte hidrelétrica. Esse fato poder trazer implicações negativas diversas para o sistema eletro-energético, desde a perda de capacidade de regularização do sistema (sinalizada no Plano), até o aumento da complexidade operativa do sistema de transmissão, com consequente redução da robustez e estabilidade, potencializada pelo crescente aumento da penetração de fontes não controláveis.

Uma análise mais detalhada revela que apenas 14 % das novas usinas hidráulicas representam 28.399 MW, ou 75 % da expansão prevista, cujo montante está associado a usinas do tipo fio d'água.

Ressalta-se que a operação a fio d'água de novos empreendimentos está, na maioria das vezes, relacionada a restrições ambientais e custo de implantação, sendo que as de elevada potência instalada encontram-se distantes dos principais centros consumidores, fato que implica na construção de sistemas de transmissão longos e com níveis de tensão elevados, provocando um grande impacto nos sistemas receptores, com reflexos nos sistemas de tensão mais baixa.

A crescente presença de usinas que operam com regime a fio d'água implica em perda sistemática de capacidade de armazenamento do sistema, estimando-se que o maior impacto esteja associado à Região Sudeste, por sua característica de maior armazenamento do sistema. Dessa forma, em determinadas circunstâncias, a geração de usinas dessa região deverá ser reduzida drasticamente para que seja possível a absorção dos elevados montantes dos novos grandes empreendimentos, fato que poderá resultar em maior vulnerabilidade do sistema interligado.

A expansão da oferta hidráulica deveria preservar (e não abdicar) sua exclusividade de elevar a capacidade de regularização do sistema, de forma que seja minimizada a tendência de redução da flexibilidade operativa. A política energética merece revisão e ampliação conceitual, inclusive como recurso para acomodação da crescente dificuldade de previsão de chuvas (afluências) e como contraponto para inevitável aumento da penetração de fontes não controláveis. Pode-se avaliar em um contexto ampliado, como por exemplo análise do ciclo de vida da energia (LCA) ou emissões de GEE, os reais impactos associados à necessidade de implantação de fontes de base termelétrica frente ao rompimento do paradigma ambiental que envolve usinas a fio d'água e a reservatório de acumulação, para assimilação dos efeitos de intermitência em relação à alteração da matriz de eletricidade.

Em função do exposto, registra-se a urgente necessidade de mudança de enfoque no aproveitamento dos recursos remanescentes, e até a reavaliação dos já inventariados.

Item 3.5.2.1 EXPANSÃO PARA O CENÁRIO ALTERNATIVO DE DEMANDA

“Essa maior participação termelétrica faz com que os CMOs médios anuais desse novo cenário sejam superiores aos da Expansão de Referência. O Gráfico 40 apresenta a comparação desses valores (Os valores entre os anos de 2017 a 2019 não são apresentados, pois não refletem a situação conjuntural da operação do sistema) e do risco de não atendimento à carga.” (página 85).

Comentário

Em 2008, a EPE propôs alteração da metodologia para cálculo de Garantia Física (GF) por meio do relatório EPE-DEE-RE-099/2008, com abrangência sobre novos empreendimentos de geração e planejamento da expansão da oferta de energia elétrica para usinas geradoras despachadas centralizadamente, eólicas, UTEs inflexíveis ou de custo variável, metodologia consolidada pela Portaria MME nº 258, de 2008, atualmente substituída pela Portaria MME nº 101/ 2016.

A proposta teve como diferencial o critério de convergência, que passou a contar com mais uma restrição, ou critério econômico, atendendo à igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME), além do estabelecido na Resolução CNPE 1, Art. 2º, de 17 de Novembro de 2004, ou seja, limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não superior a 5 %.

De acordo com os critérios de análise estabelecidos no Plano, em consulta, coexistem os critérios econômico e de segurança operativa, sendo o primeiro associado à igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME e, o segundo, relacionado ao máximo risco de déficit de 5 %, considerando todos cenários hidrológicos.

Partindo-se das informações do gráfico 40, nota-se que os riscos de déficit do subsistema SE/CO (poderiam ser indicados os demais subsistemas) encontram-se em patamares inferiores a 1,5 % para o período apresentado, notando-se uma faixa considerável entre o CMO e o CME de expansão considerado (R\$217/MWh). Do comportamento temporal dessas duas variáveis, evidencia-se o quesito segurança de abastecimento, mas também a relativa folga observada em relação aos critérios (econômico e de segurança), sugerindo que a oferta considerada ainda possa ser melhor avaliada, com reflexos sobre a modulação de custos de expansão, em especial com relação à usinas térmicas e, eventualmente, sobre o segmento PCH+EOL+BIO+SOL..

Item 3.5.2.5 CASO 6: CENÁRIO DE RESTRIÇÃO HÍDRICA NO NORDESTE

“...um sinal de alerta é dado ao processo de planejamento da expansão: o sistema terá condições de suprir à demanda caso cenários como o atual venham a se repetir? O atendimento à região Nordeste poderá ser feito dentro dos critérios de segurança?.” (página 89).

Comentário

De fato consideram-se pertinentes os esforços no sentido de identificação das questões associadas aos desvios entre resultados de modelos e dados realizados com o objetivo de

identificar possíveis discrepância que hora se manifestam de forma mais pronunciada sobre o sistema NE, oferecendo indícios de comprometimento da garantia de segurança do suprimento. O texto identifica fatores sistêmicos passíveis de reavaliação e estudos com necessidade de maior profundidade, tais como: usos consuntivos; a suspeita de que o atual histórico de vazões poderia não estar adequado para a geração de cenários futuros; ajuste do modelo PAR(p); curvas cota x volume; produtibilidade das UHE; representação das usinas não despachadas centralizadamente (geração eólica em especial); dentre outros. Entende-se que alguns desses fatores possam ter maiores efeitos sobre o sistema NE, mas afetam todo o sistema interligado. Sugere-se, portanto, que um item de considerações gerais seja criado, separadamente ao Caso 6, para contemplar os fatores apontados. Especificamente com relação à vulnerabilidade apontada nesse cenário, o próprio texto indicou uma solução para a questão, na página 93. A expansão de referência contemplou na oferta uma UTE inflexível em 2023. Estudos anteriores internos já realizados pela CESP indicaram a redução em até 10% do risco de déficit no subsistema NE com a inserção de 2.000 MW de UTE flexível. Essa solução poderia ter sua viabilização por meio de políticas energéticas direcionadas para a região nordeste (eventualmente leilão regional), com a incorporação de características específicas para suporte à crescente participação de fontes não controláveis na região.