



Contribuições da ABRAGE à Consulta Pública MME nº 179/2024

Apresentamos as contribuições da ABRAGE à Consulta Pública MME nº 179/2024 para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.

CONSIDERAÇÕES GERAIS

A ABRAGE cumprimenta o Ministério de Minas e Energia – MME pela instauração da Consulta Pública nº 179/2024, de que trata a Portaria GM/MME nº 822/2024, para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.

O setor energético é um dos mais importantes e estratégicos setores de infraestrutura da economia brasileira, sendo a energia o principal indutor do desenvolvimento econômico e social do país.

O planejamento energético setorial é fundamental para a garantia do equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, pois grande parte das decisões de investimento em expansão da energia são orientados pelas diretrizes emanadas pelos estudos desenvolvidos para o planejamento da expansão.

O Plano Decenal de Expansão (PDE) é um dos principais instrumentos no processo de planejamento setorial. **É essencial que sua publicação seja anual**, de modo a apontar alternativas de expansão com base na evolução tecnológica, sempre considerando nas decisões a segurança e a confiabilidade energética.

Nossa matriz elétrica vem passando por mudanças significativas, com a entrada massiva de novas fontes renováveis não despacháveis. Em 2006, a matriz era 83% constituída pela fonte hidrelétrica. Atualmente, essa fonte representa apenas 47,5% da matriz, ou seja, temos à frente uma situação de comprometimento da confiabilidade do sistema.

O planejamento deve ser protagonista nesse contexto e acompanhar as mudanças na matriz, considerando os requisitos que o sistema necessita, dentre eles, **energia, potência, flexibilidade, despachabilidade e serviços ancilares**.

Para garantir segurança, confiabilidade e preços competitivos, o planejador precisa equilibrar requisitos e custos de forma adequada, ou seja, é fundamental que sejam considerados os **custos reais de cada fonte** de modo a se ter uma alocação correta, justa e transparente desses custos.

Na composição da carteira de projetos que comporão a alternativa de expansão de referência, a EPE utiliza o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) e o critério de expansão pelo menor custo total. Ocorre que os custos utilizados no MDI não consideram adequadamente os custos reais de cada fonte. É importante que sejam considerados os custos reais, sem os subsídios que algumas fontes possuem.



Ademais, é importante que se observe, não somente a expansão da oferta pelo menor custo, mas a necessária previsão de contratação de fontes que possuem atributos que o sistema elétrico necessita, como capacidade, flexibilidade e serviços ancilares.

Na oportunidade, enfatizamos o relevante o papel essencial desempenhado pelas usinas hidrelétricas no SIN, especialmente nos momentos mais críticos e de maior complexidade operativa. Essas usinas exercem uma função indispensável ao prover flexibilidade e capacidade para atender à demanda máxima do sistema, contribuindo significativamente em um período de importantes alterações estruturais na matriz de energia elétrica brasileira.

O PDE 2034 inova ao elaborar uma análise da flexibilidade operativa no horizonte decenal, que identifica a necessidade de oferta de flexibilidade hidrelétrica, estipulando sua contribuição para atendimento às rampas horárias e acumuladas para cada mês. Faz-se necessário, portanto, que sejam instituídos mecanismos de contratação de flexibilidade hidrelétrica, principalmente quando se vislumbra um aumento significativo na participação de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica brasileira.

Em um contexto de transição energética, no qual a matriz elétrica brasileira está em progressiva transformação com a expansão das fontes intermitentes de energia, majoritariamente constituídas pelas fontes eólica e solar, os sistemas de armazenamento de energia emergem como elementos fundamentais para a manutenção da confiabilidade do sistema elétrico. Eles possibilitam a prestação de serviços ancilares, garantem inércia operativa, absorvem excedentes de geração de energia e oferecem capacidade de armazenamento e modularidade, fortalecendo a matriz elétrica nacional.

Entretanto, a opção escolhida pelo MDI de armazenamento em bateria química para a expansão do Cenário de Referência, com a perspectiva de 800 MW instalados no horizonte decenal, não busca a economicidade desejada. Comparado com as baterias químicas, como as de íon-lítio, o armazenamento hidráulico proporcionado pelas Usinas de Armazenamento por Bombeamento ou Usinas Hidrelétricas Reversíveis apresenta várias vantagens: possui maior capacidade de armazenamento, maior eficiência, vida útil mais longa (geralmente acima de 100 anos), menor necessidade de manutenção e substituição, além de serem renováveis e ambientalmente sustentáveis, pois não produzem descartes. Em termos de custo-benefício, essas usinas são mais eficazes a longo prazo, especialmente devido à sua capacidade de armazenamento e à longevidade.

Convém ressaltar que o armazenamento hidráulico é o método mais eficiente para armazenamento de energia em grande escala, e essa tecnologia atualmente responde por 90% dos sistemas de armazenamento de energia no mundo¹.

Após essas Considerações Gerais, apresentamos, a seguir, as contribuições específicas da Abrage realizadas no Formulário de Contribuições disponibilizado pelo Ministério de Minas e Energia:

¹ *International Hydropower Association (IHA) – 2024 World Hydropower Outlook*

FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 179, DE 11 DE NOVEMBRO DE 2024

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (<https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas>), dentro do período estabelecido.

Apenas serão consideradas válidas as contribuições encaminhadas através do Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia durante o prazo de vigência da Consulta Pública. Documentos recebidos fora do padrão disponibilizado não serão priorizados na análise. A análise das contribuições recebidas será publicada posteriormente.

Contribuições para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035

Nome: CP MME nº 179/2024

Instituição: Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - Abrage

() setor público
 (X) setor privado
 () organização não governamental

() instituição de pesquisa/ensino
 () organizações sociais
 () outros

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
2	2.4	2.4.1	Cabe ressaltar que, mesmo com um leve aumento do número de geladeiras por domicílio, o consumo total deste equipamento diminui ao longo da série histórica.	-	A Figura 2-10 mostra um aumento do consumo por geladeiras.
2	2.4	2.4.1	Espera-se que a demanda por eletricidade para iluminação cairá no horizonte de análise,	-	A Figura 2-10 mostra um aumento do consumo por lâmpadas.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			em razão da maior penetração da tecnologia LED (light-emitting diode), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil média quando comparada com lâmpadas fluorescentes.		
2	2.9	-	A carga de energia no SIN crescerá em média 3,3% ao ano até 2034.		Convém deixar claro a diferença entre a demanda de eletricidade (Figura 2-21) e a carga de energia no SIN.
2	2.9	Box 2.2	Figura 2-23 – PDE 2034. Carga de Energia: Cenário de Referência x Cenários Alternativos		O crescimento de carga do cenário inferior, de 2,8% a.a., nos parece demasiadamente otimista, na contramão do que se espera de um cenário de sensibilidade. Sugerimos o uso de uma taxa de 2,3% a.a., mais próxima da taxa de crescimento observada ao longo da última década.
3	-	-	Geração Centralizada de Energia Elétrica		É essencial tratar neste capítulo sobre as causas e consequências das ocorrências de eventos de vertimento turbinável e corte de geração de usinas renováveis. É preciso que o planejamento da geração e da transmissão levem em conta este aspecto, indicando caminhos para

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					mitigar a ocorrência destes eventos.
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	3.6 Cenário de Referência		<p>“Ainda que ocorra quase uma duplicação do parque termelétrico de 2024 a 2034, sob o ponto de vista de geração de eletricidade a oferta de energia elétrica se mantém com forte renovabilidade, conforme observado na Figura 3-22. Durante todos os anos do estudo, a geração de eletricidade é, aproximadamente, 90% realizada a partir de fontes renováveis, considerando a média dos cenários hidrológicos futuros.”</p>		<p>A manutenção da renovabilidade da matriz brasileira é fator fundamental à consecução concreta do desenvolvimento do Hidrogênio Verde, sendo tal fator objeto de análise e validação constante do procedimento de certificação internacionalmente aplicado, sendo comumente adotada simplificação para aqueles projetos de produção implantados em sistemas ou “<i>bidding zones</i>” onde a renovabilidade é igual ou superior a 90%.</p> <p>Ainda sem definições definitivas, o Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio (SBCH2) poderá também absorver parâmetros similares, em continuidade ao incentivo já vigente do cumprimento aos acordos internacionais que visam a busca pela redução das emissões.</p> <p>Nesse contexto, recomenda-se que o percentual aqui tratado</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					seja alvo de constante monitoramento, sendo a manutenção da renovabilidade do parque gerador um pilar fundamental, seja para o desenvolvimento das novas tecnologias que desse dependem, seja pelo objetivo maior de alcance nas reduções de emissão dos gases GEE.
3	3.1	3.1.1	Aplicação da Carga Líquida	-	Convém detalhar a metodologia, seja no corpo do PDE ou através da publicação de nota técnica específica.
3	3.2	-	Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em janeiro de 2024, a expansão de oferta contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada de novos empreendimentos pelo ACL, considerando apenas aqueles com alta viabilidade ²⁰).	-	Considerar como expansão da oferta no ACL apenas os projetos que estejam em construção ou que possuam contrato de uso da rede e PPA parece ser uma medida excessivamente conservadora, em especial dado a forte tendência de crescimento da oferta incentivada no ACL. Desta forma, sugerimos que ao menos sejam considerados todos os projetos com contratos de uso da rede que exigem garantias financeiras. Entendemos que o aporte de garantias é um sinal forte da

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					viabilidade do empreendimento.
3	3.2	-	Neste gráfico, é incluído também a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), devido a sua crescente relevância, com a perspectiva de chegar a 59 GW em 2034.	-	Sugere-se a alteração da ordem dos capítulos do PDE, movendo o capítulo de MMGD para antes do capítulo de geração centralizada. Isto facilita uma leitura contínua do documento, e reconhece o tamanho que a MMGD passa a ter no SIN.
3	3.2	-	O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da MMGD), no horizonte decenal, é de cerca de 3.000 MW médios/ano – com crescimento médio de 3,5% ao ano.	-	No capítulo 2 é indicada uma taxa de crescimento de 3,3% a.a.
3	3.2	-	Em relação a MMGD, o PDE 2034 utilizou como premissa o disposto no Marco Legal da Geração Distribuída, de acordo com o Projeto de Lei 5.829/19.	Em relação a MMGD, o PDE 2034 utilizou como premissa o disposto no Marco Legal da Geração Distribuída, de acordo com o Projeto de Lei 5.829/19 Lei nº 14.300/22.	Atualização.
3	3.3	-	Figura 3-9 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Energia - SIN: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR 1% ENS	-	Chama a atenção a violação do critério CVaR 10% CMO já em 2028. É necessário indicar o valor esperado do CMO neste gráfico, uma vez que eventual

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>violação do CVaR em um contexto de valor esperado do CMO baixo pode indicar que o critério de suprimento necessita ser revisto. Em especial, com a evolução da matriz em direção a uma expansão cada vez mais renovável é necessário questionar se o CVaR do CMO deve ser apurado em base mensal ou se seria mais adequado fazê-lo em base anual.</p> <p>Além disso, é importante que seja feita uma análise de sensibilidade considerando uma maior expansão de projetos renováveis no ACL, já que a premissa utilizada (apenas empreendimentos em construção, ou com contrato de uso da rede e PPA assinados) é bastante conservadora. Esta incerteza acerca da expansão do ACL não pode ser ignorada, sob pena de indicar uma necessidade de expansão desnecessária, já que o próprio mercado poderia atender os requisitos naturalmente, sem intervenção estatal.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.3	-	Figura 3-10 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência - SIN: CVaR 5% PNS e LOLP	-	<p>O PEN 2024, publicado pelo ONS em setembro deste ano, indica a violação dos critérios de potência já a partir de 2025. Desta forma, é essencial que o PDE indique eventual diferença metodológica ou de dados utilizados entre o PDE e o PEN.</p> <p>Além disso, esta diferença entre estudos do ONS e EPE acendem um sinal de alerta sobre eventual consideração de critérios diferentes entre o planejamento da expansão e a operação do sistema. Este descasamento pode ocasionar em sinais incorretos de expansão, que podem levar o sistema para um caminho muito difícil para ser operado ou, no outro extremo, em uma expansão desnecessariamente cara.</p> <p>Portanto é essencial que as diferenças entre os estudos sejam esclarecidas e endereçadas no futuro.</p>
3	3.3	-	Figura 3-11 - Requisitos de energia calculados através das métricas CVaR10%(CMO) ≤	-	Importante avaliar a sensibilidade destes montantes frente à incerteza do

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			800[R\$/MWh] e CVaR1%(ENS) ≤ 5 [% da Demanda]		<p>crescimento da carga e da expansão da oferta no ACL. Não avaliar de forma quantitativa estas incertezas significa indicar uma necessidade de expansão potencialmente desnecessária, já que o próprio mercado poderia atender os requisitos naturalmente, sem intervenção estatal.</p> <p>Além disso, é importante que haja uma discussão ampla acerca de estratégias para atendimento a estes montantes. Em especial, destaca-se que o critério de CVaR avalia a cauda da distribuição de CMO, que é fortemente impactada pelos cenários de déficit e de despacho de usinas termelétricas com CVU muito elevado (por exemplo, acima de R\$ 1.000/MWh). Desta forma, a expansão da oferta para atendimento deste critério pode se dar “automaticamente” ao realizar contratações no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>em construção ou que possuam, simultaneamente, contrato de uso da rede e PPA. Desta forma, a realização de uma análise de sensibilidade é ferramenta essencial para mitigar a incerteza e eventual viés da premissa do Caso Base.</p>
3	3.4	-	<p>A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte (incluindo taxas, impostos e encargos associados), além dos prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas, tanto no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto do Ambiente de Contratação Livre (ACL).</p>		<p>Para garantir segurança, confiabilidade e preços competitivos, o planejador precisa equilibrar requisitos e custos de forma adequada, ou seja, é fundamental que sejam considerados os custos reais de cada fonte de modo a se ter uma alocação correta, justa e transparente desses custos.</p> <p>Na composição da carteira de projetos que comporão a alternativa de expansão de referência, a EPE utiliza o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) e o critério de expansão pelo menor custo total. Ocorre que os custos utilizados no MDI não consideram adequadamente os custos reais de cada fonte. É importante que sejam considerados os custos reais,</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					sem os subsídios que algumas fontes possuem. Ademais, é importante que se observe, não somente a expansão da oferta pelo menor custo, mas a necessária previsão de contratação de fontes que possuem atributos que o sistema elétrico necessita, como capacidade, flexibilidade e serviços ancilares.
3	3.4	-	Cabe ressaltar que parte da carga líquida futura acaba sendo atendida pela MMDG, impactando a expansão da geração centralizada, o que tem ganhado maior relevância a cada edição do PDE, com projeções de até 70,5 GW de capacidade instalada de MMDG (cenário superior) no fim do horizonte.	Cabe ressaltar que parte da carga global-líquida futura acaba sendo atendida pela MMDG, impactando a expansão da geração centralizada, o que tem ganhado maior relevância a cada edição do PDE, com projeções de até 70,5 GW de capacidade instalada de MMDG (cenário superior) no fim do horizonte.	Entendemos que o termo carga global seria mais adequado uma vez que a carga líquida já desconta a geração de MMDG.
3	3.4	-	Figura 3-15 - Valores de Investimento (CAPEX), em R\$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento	-	Sugerimos a adição de esclarecimento sobre como se dá a utilização das diferentes faixas de CAPEX.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.4	-	Figura 3-15 - Valores de Investimento (CAPEX), em R\$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento	-	Sugerimos a inclusão da informação de qual é o WACC utilizado para cada tecnologia.
3	3.4	Box 3.1	Análise da competitividade entre os recursos para o atendimento dos requisitos do sistema	-	Solicitamos a inclusão do MDI, decks e planilhas com os dados dos gráficos apresentados no PDE no material disponibilizado. A disponibilização deste material ainda em fase de consulta pública é essencial para que os agentes realizem análises mais profundas e possam contribuir de forma efetiva na consulta pública.
3.	3.4		Tabela 3-3 - Estimativas de custos referentes a resposta da demanda para os setores industriais com e sem geração própria.		Sobre a consideração da Resposta da Demanda enquanto alternativa disponível para expansão, sugere-se abertura e aprofundamento das análises utilizadas para averiguar sua participação nas projeções decenais. A Resposta da Demanda enquanto solução operativa é válida, porém, entendemos que não deva ser considerada pelo planejamento enquanto

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					solução estrutural de longo prazo.
3.	3.4		<p>“O Cenário de Referência é composto pela modernização e ampliação de usinas hidrelétricas, que também fazem o importante papel de atendimento do requisito de potência. Além da ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente, a expansão conta, adicionalmente, com uma nova usina hidrelétrica no horizonte decenal, a UHE Telêmaco Borba, em 2033 no subsistema Sul.”</p>		<p>Assim como já realizado no âmbito da CP MME nº 160/2024, ressaltamos que a consideração de produto hidrelétrico para participação no Leilão de Reserva de Capacidade ora anunciado representa um avanço na regulamentação em reconhecimento do atributo de potência das hidrelétricas na contribuição do atendimento do requisito de potência do SIN, e um marco histórico para o setor elétrico brasileiro, que poderá passar a contar com recurso energético sustentável e flexível para o atendimento aos requisitos de potência do sistema, a cada dia mais desafiadores.</p> <p><u>O potencial de ampliação e modernização do parque hidrelétrico</u> é também reconhecido no âmbito do PDE 2034, sendo contemplada ampliação de cerca de 6,3 GW para UHE até 2034, indicado</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>pelo MDI, no Cenário de Referência.</p> <p>Analisa-se, contudo, que o desenvolvimento da temática relacionada ao aproveitamento e expansão da infraestrutura hidráulica por meio da utilização de poços vazios e modernizações do parque existente é pouco explorado ao longo do documento.</p> <p>Nesse sentido, a exemplo do já realizado pela EPE via Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0 (<i>Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas</i>) em 2019, sugere-se, também no contexto do atual PDE em discussão, a valorização dessa temática por meio da incorporação de resultados atualizados acerca do potencial brasileiro de repotenciação, com detalhamento de ganhos de eficiência, de capacidade e de confiabilidade para o sistema, além da possibilidade de investimentos que movimentem toda a indústria hidrelétrica brasileira.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.5	-	Representar o disposto no artigo 23, que trata da possibilidade de renovação dos contratos do PROINFA, para tal, simulou-se no Cenário de Referência a prorrogação de todos os parques deste programa.	-	<p>De forma não exaustiva, para além da expansão hidráulica contemplada por intermédio da ampliação e modernização das UHEs já listadas, sugerimos que sejam ainda avaliados os potenciais novos empreendimentos dessa fonte que podem se desenvolver na janela sob estudo, ressalvados os já conhecidos entraves de ordem socioambiental.</p> <p>Acreditamos ser importante avaliar a viabilidade da renovação dos contratos do Proinfa, ao invés de considerar a renovação dos contratos.</p> <p>Por outro lado, eventual término dos contratos não significa necessariamente o descomissionamento das usinas.</p>
3	3.6	-	Cenário de Referência	-	<p>Nesta edição do PDE não foram disponibilizados os resultados de CMO obtidos com as rodadas do Newave. Trata-se de um resultado relevante e útil para a sociedade.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					Além disso, sugere-se a inserção de uma avaliação acerca dos preços médios capturados pelas diferentes tecnologias (considerando o CMO e os perfis de geração) versus seu LCOE. Em havendo diferença entre os preços capturados e o LCOE, em especial para tecnologias com expansão indicativa no Cenário de Referência, é essencial que se indique de que forma se espera que esses empreendimentos se viabilizem economicamente.
	3.6	-	A repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas se mostra competitiva acrescentando 6.300 MW de capacidade.		Dada a forte competitividade da tecnologia, sugerimos a consideração dos 7,2 GW disponíveis para ampliação como candidatos à expansão. Este montante foi identificado na Nota Técnica EPE-DEE-088/2019. Além disso, é essencial que haja tratamento para participação no leilão de reserva de capacidade das usinas cujo término da outorga precede o término do CRCAP, além das usinas enquadradas no regime de cotas da Lei nº

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					12.783/13. Soluções para estas questões foram apontadas por diversos agentes e entidades setoriais no âmbito da Consulta Pública MME nº 160/24.
3	3.6	-	Em seguida, em momentos de elevada demanda e maiores custos marginais, pode gerar essa energia e atender as necessidades de potência do sistema, usualmente concentradas em poucas horas do dia.	-	Há viabilidade econômica para sistemas de armazenamento apenas pela arbitragem de preço, de acordo com as premissas e resultados do PDE? Seria importante mostrar como o MDI viabilizou a expansão desse armazenamento com caso vinculados às premissas do PDE. Se não, como deve se dar a viabilização da capacidade indicada no Cenário de Referência?
3	3.6	-	As diferentes contribuições de cada tecnologia deixam evidente as suas especificidades, de modo a garantir, ao menor custo total, o atendimento das necessidades de energia e potência do SIN.	As diferentes contribuições de cada tecnologia deixam evidente as suas especificidades, de modo a garantir, ao menor custo total, o atendimento das necessidades de energia e potência do SIN. Desta forma, recomenda-se que haja uma discussão estruturada acerca dos diferentes papéis das tecnologias na matriz, incluindo suas formas de remuneração, de forma a viabilizar a rentabilidade	Dado que as diferentes tecnologias exercem papéis diferentes, é essencial ter uma discussão sobre o modelo de contratação e remuneração dessas tecnologias.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				adequada de ativos existentes e de concretização da expansão indicativa neste Cenário de Referência.	
3	3.6	-	Tabela 3-4 – Custo Marginal de Expansão (CME) do PDE 2034		<p>Questiona-se qual tecnologia atinge a viabilidade econômica tendo como receita R\$ 68,70/MWh, e qual tecnologia flexível se viabiliza com remuneração de R\$ 161,80/MWh.</p> <p>Estes valores de Custo Marginal de Expansão são compatíveis com as premissas de CAPEX e OPEX apresentadas na seção 3.4?</p> <p>Sugere-se evidenciar, nesse horizonte de 2030-34 de cálculo do CME as expansões de geração que não possuem recuperação de custo pelo CMO (ou simplesmente pela energia) e o <i>missing-money</i> a ser coberto por outros atributos como capacidade e flexibilidade.</p>
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	3.6 Cenário de Referência		“Em relação aos custos marginais de expansão (CME), que são decorrentes do processo de otimização	“Em relação aos custos marginais de expansão (CME), que são decorrentes do processo de otimização resolvido pelos	Necessidade de reforçar a maior coerência do CME duplo em relação ao CME de energia .

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			resolvido pelos modelos matemáticos, a Tabela 3-4 os valores de CME de energia e duplo, considerando a expansão de referência”	modelos matemáticos, a Tabela 3-4 os valores de CME de energia e duplo, considerando a expansão de referência. Sendo o CME de energia e potência mais aderente à adequação do suprimento no SIN”	
3	3.6	Box 3.2	Além disso, nos últimos anos houve grande aumento da participação de geração distribuída, promovendo, de forma mais enfática, a variação intra-anual do custo marginal da expansão.		A inserção de renováveis no sistema causa variação intra-anual no CMO. Não está claro, porém, como tal expansão afetaria o CME Energia e o CME Duplo, uma vez que o custo para a expansão do sistema parece não dever estar relacionado com as usinas existentes, mas sim com a tecnologia que seria expandida pelo CME (ex.: solar para o CME Energia e termelétrica flexível para o CME Potência).
3	3.6	Box 3.2	A expansão para o horizonte decenal – com perfil diverso ao longo dos anos - levará a instalação de uma maior quantidade de geração em alguns meses do ano, ocasionando uma sobre oferta – que pode ser de grande monta em alguns meses – acarretando		Não está claro como o Custo Marginal de Expansão poderia ser afetado pela sobreoferta. Na verdade, do ponto de vista dos agentes econômicos, a própria definição de sobreoferta é dada por $CMO < CME$. Analisando o equacionamento do MDI, parece haver um

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			CME baixos em alguns meses do ano.		<p>problema conceitual na forma de cálculo do CME. Ao que tudo indica, o CME foi definido como a dual de restrições do tipo Disponibilidade de Oferta \geq Demanda (de energia ou potência). Para que a dual de uma restrição deste tipo indique de fato o custo marginal de expansão, é essencial que o sistema esteja estritamente balanceado – ou seja, a forma mais econômica para o atendimento a um eventual aumento da demanda de energia ou potência deve, necessariamente, ser através da expansão da capacidade instalada. Caso contrário, a dual representa o custo marginal de operação, e não de expansão.</p> <p>O que se percebe no horizonte decenal é uma tendência de sobreoferta, de forma que os valores indicados no PDE como CMEs são, na verdade, CMOs.</p> <p>Desta forma, é necessário aprimoramentos metodológicos na forma de cálculo do CME, ou o uso de estratégias</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>adequadas para a execução do MDI de forma a garantir que o valor do CME seja obtido através da expansão da capacidade instalada.</p> <p>Uma estratégia que parece promissora em uma primeira análise é descrita a seguir:</p> <p>(i) executa-se o processo de definição da expansão indicativa da forma como é feito atualmente;</p> <p>(ii) em seguida, realiza-se uma série de rodadas do MDI com o objetivo exclusivo de calcular o CME. Para tanto, em cada rodada eleva-se a demanda (de energia e/ou potência), ou seja, o lado direito das inequações que dão origem ao CME.</p> <p>(iii) repete-se (ii) até que o MDI passe a indicar uma expansão da oferta, caracterizado por um aumento da capacidade instalada de alguma tecnologia.</p> <p>(iv) obtém-se as duas das restrições, que indicam de fato o CME.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>Desta forma é possível calcular o real custo marginal de expansão, desviando do desafio causado pela situação de sobreoferta.</p>
3	3.6	3.6.1	<p>Considerando a expansão de tecnologias renováveis variáveis, principalmente eólica e solar fotovoltaica, monitorar o correto dimensionamento da reserva operativa, além de avanços nas quantificações quanto a flexibilidade deste sistema, crescem em importância.</p>	<p>Considerando a expansão de tecnologias renováveis variáveis, principalmente eólica e solar fotovoltaica, monitorar o correto dimensionamento da reserva operativa, além de avanços nas quantificações quanto a flexibilidade deste sistema, crescem em importância. Neste contexto, as hidrelétricas passam a ter um papel cada vez mais relevante, por terem o potencial de prestar o serviço de reserva operativa com custos competitivos, característicos da tecnologia. Com o aumento do serviço prestado, importa que seja discutida a remuneração das hidrelétricas para tanto, em especial diante da possibilidade de haver custo de oportunidade (redução da geração hidrelétrica para manutenção da reserva).</p>	<p>Conforme indicado neste PDE, as hidrelétricas cada vez mais prestarão uma série de serviços para além da geração de energia elétrica, devido ao aumento das tecnologias renováveis variáveis.</p> <p>Um exemplo é a reserva de potência operativa, que pode inclusive causar perdas para o MRE devido ao custo de oportunidade. Tal custo se materializa, por exemplo, quando o PLD é superior ao valor da água em determinado reservatório, porém o despacho não maximiza a geração da usina para garantir manter parte da potência em reserva. Nesta situação, entende-se como razoável a remuneração ao menos do custo de oportunidade (diferença entre o PLD e o valor da água).</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	3.7 Operação das hidrelétricas no horizonte Decenal		<p>“A Figura 3-35 traz a distribuição da Energia Vertida, onde se observa o deslocamento da linha de 2034 para baixo e para direita em relação à de 2030. A projeção implica em redução de vertimentos. Como o volume de água que chega em um reservatório deve ser turbinado, armazenado, vertido, captado, infiltrado ou evaporado (sendo as três últimas possibilidades não significativas) uma hipótese mais crível seria a de que a maior parte do volume de água estaria sendo armazenada. Porém a Figura 3-35 mostrou um resultado contrário. Assim, é de se considerar que ao trabalharem em níveis mais baixos os reservatórios ampliam sua capacidade de absorver e amortecer as cheias, resultando em menor quantidade de energia vertida.”</p>		<p>Recomendamos uma <u>análise mais aprofundada pela EPE da alteração da distribuição da energia vertida no SIN</u> para os próximos anos. Os resultados da Figura 3-35 têm viés inverso do que temos observado nos últimos anos, e a expectativa é de piora nos próximos anos (aumento dos vertimentos turbináveis).</p>
3	3.7	-	<p>Por haver aumento da oferta de geração solar, eólica e termelétrica inflexível, depreende-se que o modelo computacional que guia o despacho de médio prazo pode levar a perspectiva de maior</p>		<p>Analisando os valores de CME indicados na Figura 3-25 (que é uma boa proxy de CMO, conforme contribuição feita acerca do Box 3.2) percebe-se que os valores obtidos para</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>garantia de segurança de suprimento energético no período seco, em função da oferta das demais fontes, ainda que com carga crescente.</p>		<p>2030 são bastante baixos, da ordem dos R\$ 100/MWh.</p> <p>Isso indica que, na verdade, o sistema está sobreofertado em 2030 (e nos anos anteriores), o que leva o nível de armazenamento a patamares elevados, já que não há carga suficiente para aumentar a geração hidrelétrica na carga. Este nível de armazenamento de 2030 não é, portanto, um nível de equilíbrio, mas sim é causado por um enorme desbalanço entre a oferta e demanda de energia – reforça-se, indicado pelo CMO da ordem de R\$ 100/MWh.</p> <p>Conforme o final do horizonte se aproxima, em 2034 parece haver um melhor balanço entre a oferta e energia, culminando em um CMO maior. Essa situação mais equilibrada tende a levar o nível do reservatório a patamares mais razoáveis e desejados do ponto de vista econômico.</p> <p>Ou seja, o deplecionamento observado ao comparar 2034 a 2030 não é resultado de uma maior oferta renovável em</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					2034, mas sim a uma trajetória de término da sobreoferta que caracteriza os anos anteriores. Confirmada a hipótese da sobreoferta, é essencial que a EPE investigue a razão da expansão indicativa do Cenário de Referência causar tal sobreoferta.
3	3.7	-	Percebe-se que, em todo horizonte, a expectativa de geração das UHE está abaixo da Garantia Física total do SIN, mesmo com o aumento de geração vislumbrado neste cenário.	-	Nessa análise é relevante plotar o GSF e o CMO em um mesmo gráfico, como forma de investigar as razões da baixa geração hidrelétrica. A ocorrência de GSF < 1 em cenários de CMO baixo indica sobreoferta do sistema, e não hidrologia desfavorável.
3	3.7	-	“Por fim, com o aumento esperado da geração hidráulica considerando apenas os resultados do modelo de operação Newave, a Figura 3-36 compara os valores médios anuais de geração com a garantia física vigente das usinas existentes. Percebe-se que, em todo horizonte, a expectativa de geração das UHE está abaixo da Garantia Física total do SIN, mesmo com o	Adicionalmente, considerando as mudanças na composição da matriz e a necessidade de discussão sobre os riscos associados a operação com níveis de armazenamento mais baixos, há de se avaliar se as UHE não irão aumentar seu o papel de “balanceadora sistêmica”. Constatado este novo papel para estas usinas, é essencial a promoção de uma discussão acerca da forma de	Uma vez que as usinas hidrelétricas passam a prestar outros papéis além da geração de energia elétrica, inclusive em detrimento desta, é essencial discutir a forma de remuneração do parque hidrelétrico nacional. Corroborando ao parágrafo em destaque, tem-se que a valorização e valoração da flexibilidade operativa das

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>aumento de geração vislumbrado neste cenário.</p> <p>Adicionalmente, considerando as mudanças na composição da matriz e a necessidade de discussão sobre os riscos associados a operação com níveis de armazenamento mais baixos, há de se avaliar se as UHE não irão aumentar seu o papel de “balanceadora sistêmica”.</p> <p>Com as incertezas acerca dos possíveis impactos das mudanças climáticas tantos nos recursos naturais como no consumo de energia, o estoque dos reservatórios representa uma importante segurança energética, além de permitir atender serviços como de rampas, confiabilidade no suprimento de potência, entre outros serviços energéticos e ancilares.</p> <p>A otimização do armazenamento apenas focado no menor custo energético pode implicar em níveis mais baixos de queda líquida e oferta de potência e flexibilidade para o provimento</p>	<p>remuneração, garantindo a atratividade econômica das usinas existentes e de expansão do parque hidrelétrico.</p>	<p>hidrelétricas são fundamentais, especialmente diante dos desafios impostos pela crescente participação das fontes intermitentes, como a solar e a eólica.</p> <p>As usinas hidrelétricas, com sua capacidade de ajustamento rápido à demanda, desempenham um papel crucial na gestão da variabilidade e previsibilidade dessas fontes. Elas não apenas garantem a oferta de energia em momentos de pico, mas também ajudam a suavizar as flutuações de geração eólica e solar, funcionando como uma espécie de "ancoragem" para o sistema, que precisa se adaptar rapidamente às condições variáveis de produção.</p> <p>O atributo da flexibilidade das hidrelétricas deve, portanto, ser reconhecido, sendo a sua valoração econômica crucial para que a sustentabilidade do setor. Não apenas o reconhecimento de sua capacidade de resposta rápida,</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>das reservas de geração necessárias.</p> <p>Por outro lado, como a produção de energia é a principal fonte de receita dos agentes geradores, toda discussão relacionada a operação dos reservatórios e ao fornecimento energético de forma geral, deve ser atrelada a discussões sobre as remunerações dos serviços demandados pelo SEB.</p> <p>Este PDE não tem o objetivo de esgotar a questão, mas de jogar luz sobre esse debate, que terá importância cada vez maior nos próximos anos.”</p>		<p>mas também a consideração de sua contribuição para o mercado de serviços ancilares, como a regulação de frequência e a manutenção da inércia do sistema devem ser alvo de aprimoramentos à governança a fim de que os modelos de mercado considerem de maneira justa o valor da flexibilidade operativa, assegurando que as hidrelétricas sejam devidamente remuneradas por sua capacidade de ajustar a produção e garantir a segurança do fornecimento elétrico.</p>
3	3.8	-	<p>Figura 3-39 – Cenário de Referência: CMO dos patamares Pesada, Média e Leve</p>	<p>Figura 3-39 – Cenário de Referência: CMO dos patamares Ponta, Pesada, Média e Leve</p>	<p>Neste tipo de análise é importante a representação em 4 patamares, para que o Newave consiga enxergar a necessidade de armazenar água para atendimento da ponta nos meses seguintes. É importante, ainda, dar publicidade ao CMO deste 4º patamar.</p>
3	3.8	-	<p>Figura 3-40 - Profundidade do déficit de potência do Cenário de Referência</p>		<p>Considerando que há déficit em novembro, o CMO deste mês não deveria estar no custo</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>de déficit (ou próximo dele)? Na Figura 3-39 observa-se um CMO de novembro na faixa dos R\$ 1.000/MWh. Ou seja, possivelmente o Newave não está enxergando o déficit quando da sua decisão de armazenamento e uso da água.</p> <p>Outro ponto que merece esclarecimento é se a RPO é modelada no Newave ou foi feita com pós-processamento. Se for a segunda alternativa, possivelmente o CMO não indica déficit porque, a rigor, não há déficit no ponto de vista do modelo.</p>
3	3.8	-	<p>Ou seja, nesse caso, a antecipação do despacho termelétrico resultou em, praticamente, o mesmo custo de operação. Por outro lado, foi possível recuperar o reservatório ao longo do período úmido, garantindo capacidade suficiente de atendimento de potência ao longo de todo período seco.</p>		<p>Se foi possível atender a demanda com um custo menor e com níveis mais altos de reservatórios ao antecipar a geração termelétrica, por que o modelo não tomou esta decisão de despacho na primeira rodada?</p>
3	3.8	-	<p>Na medida em que cenários críticos se vislumbrem, a adoção de medidas corretivas,</p>		<p>Embora compreendamos o exercício que se propõe na seção 3.8, qual seja, a</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>complementares às metas de operação indicadas pelo modelo, se fazem necessárias.</p>		<p>demonstração de que o sistema indicado no Cenário de Referência é robusto frente à hidrologia desfavorável, não nos parece razoável que a EPE indique em seu documento de planejamento de longo prazo que a solução para cenários críticos é a geração termelétrica fora da ordem de mérito, sequer deve-se cogitar a hipótese de melhoria dos modelos computacionais.</p> <p>A miopia do modelo ao adentrar em situações críticas, caracterizada pelo deplecionamento dos reservatórios em momentos com o PLD artificialmente baixo, deve ser avaliada com seriedade e indicados os caminhos para correção desta tendência.</p> <p>Algumas sugestões não exaustivas de aprimoramentos neste sentido são (i) a representação da RPO no Newave e Decomp, permitindo que tais modelos enxerguem o valor da água para fins de garantir o atendimento à reserva, (ii) a representação da</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>ponta em um 4º patamar, garantindo que o Newave e Decomp gerenciem a água com uma melhor visão da necessidade de ponta, (iii) avaliação da taxa de desconto, de forma a reduzir a sensibilidade do modelo a custos imediatos em detrimento dos custos futuros.</p>
3	3.8	-	<p>Mesmo considerando as incertezas acerca do que pode acontecer nos meses subsequentes, operar os reservatórios em níveis elevados pode trazer maior segurança e confiabilidade para a passagem de anos hidrológicos críticos, tanto em termos de capacidade quanto em termos energéticos.</p> <p>Com o principal objetivo de estimular a discussão, a análise apresentada reforça a importância do amplo debate sobre o papel das usinas hidrelétricas no SIN, e os riscos associados a pautar a sua operação visando, predominantemente, a otimização energética.</p>	-	<p>Esta segurança e confiabilidade, por outro lado, possui um custo associado. É papel do preço avaliar este trade-off, inclusive considerando aversão ao risco (CVaR). A sugestão de mudar a política operativa de forma estrutural deve ser acompanhada de uma discussão sobre o papel e a remuneração das hidrelétricas nesse contexto, uma vez que tais usinas fatalmente verão seu recurso energético (e, portanto, econômico) sendo utilizado de forma subótima.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.9	-	Figura 3-48 – Métricas de avaliação de flexibilidade	-	É interessante fazer este mesmo exercício para o Caso Base, de forma a dar visibilidade sobre como tais métricas se comportam com o sistema atual/já contratado.
3	3.9	-	Figura 3-49 – Detalhamento mensal das métricas de avaliação de flexibilidade para o ano de 2034	-	É importante publicar a avaliação mensal para todo o horizonte.
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	3.9 Análise da Flexibilidade Operativa no Horizonte Decenal		O intuito desse estudo, mais do que apresentar resultados numéricos considerando a expansão do Cenário de Referência deste PDE, é trazer luz e incitar a discussão quantitativa sobre o tema, cada vez mais relevante em um sistema com crescente participação de fontes renováveis variáveis	O intuito desse estudo, mais do que apresentar resultados numéricos considerando a expansão do Cenário de Referência deste PDE, é trazer luz e incitar a discussão quantitativa sobre o tema, cada vez mais relevante em um sistema com crescente participação de fontes renováveis variáveis. Em face da crescente necessidade de flexibilidade operativa no SIN, serão envidados esforços no diagnóstico do requisito e recurso de flexibilidade, bem como avaliadas alternativas de remuneração da flexibilidade operativa em vista da adequação	Entendemos que há espaço para evoluir no diagnóstico de flexibilidade operativa no SIN, que uma vez identificada possibilidade de escassez deve-se avaliar alternativas de remuneração da flexibilidade operativa para adequação de suprimento no SIN.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				do suprimento nos próximos anos.	
3	3.12	-	Considerando o custo total, investimento em expansão mais custo de operação do sistema, o Cenário de Sensibilidade sem Inflexibilidade Compulsória apresentou uma economia de R\$ 15 bilhões ⁴⁵ ao longo do horizonte decenal.	Considerando o custo total, investimento em expansão mais custo de operação do sistema, o Cenário de Sensibilidade sem Inflexibilidade Compulsória apresentou uma economia de R\$ 15 bilhões⁴⁵ ao longo do horizonte decenal.	Entendemos como inadequada a criação de uma métrica única que avalie simultaneamente o investimento e o OPEX neste caso, por dois motivos. (i) O OPEX se refere aos custos incorridos exclusivamente no horizonte decenal, principalmente de combustível, sem nenhum benefício para além do horizonte de análise. Os investimentos, por outro lado, possuem ciclo de vida da ordem de 20-30 anos, portanto superior ao horizonte de análise. A combinação destas duas grandezas em um único indicador acaba, portanto, por penalizar o investimento frente ao OPEX. (ii) Há um efeito alocativo importante: a contratação das térmicas de que trata esta sensibilidade se dá através de encargos, enquanto os investimentos realizados em outras tecnologias são por conta e risco dos

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					empreendedores, não afetando os consumidores. Por estas razões sugerimos a supressão deste trecho.
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	3.12 Sensibilidade sobre a contratação compulsória de UTE inflexível		“Neste contexto, ao se retirar a obrigatoriedade de contratação de uma oferta termelétrica inflexível, a solução econômica indicada pelo modelo de otimização da expansão MDI para o atendimento do requisito de energia são majoritariamente as fontes eólica e solar. Já para o atendimento do requisito de potência, as térmicas flexíveis a gás natural têm se mostrado a principal alternativa, acompanhadas, em menor escala, por tecnologias de armazenamento, que aparece pela primeira vez compondo o Cenário de Referência neste PDE e tende a ganhar mais espaço com o avanço da tecnologia e redução dos custos. A Resposta da Demanda não se alterou pois, no Cenário de Referência, já havia atingido o montante máximo anual permitido ao longo de todo o horizonte. Cabe ressaltar que parte das termelétricas com		Destacamos a <u>pertinência da análise e sensibilidade dos impactos da contratação compulsória da oferta térmica inflexível</u> ocorrida por meio da Lei 14.182/2021. Perniciosa, essa expansão artificialmente constituída, carece de maior atenção, devendo ser também afastados novos movimentos que buscam expandir tal obrigação. Tem-se, contudo, que, ao se retirar a obrigatoriedade de expansão dos 7.246 MW de UTE a gás com 70% de inflexibilidade, o MDI opera expansão da oferta de eletricidade concentrada na instalação de geração eólica e solar, complementada por 4,4 GW de geração térmica flexível a gás natural, e, em menor escala, pelo armazenamento de baterias e retrofit de usinas termelétricas existentes.

Comentado [PF1]: Reavaliar a pertinência já que a EPE está mostrando o prejuízo da inflexibilidade compulsória por lei.

Por a análise de sensibilidade no PDE evidenciar custos da inflexibilidade compulsória de UTEs que deslocam hidrelétricas, não parece oportuno apresentar essa crítica.

Comentado [VMT2]: É importante a EPE quantificar o impacto das UTEs da Lei da Eletrobras. Portanto, não concordamos com a exclusão deste trecho.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			geração compulsória que constam na Lei nº 14.182 foram substituídas por termelétricas também a gás natural, mas com operação totalmente flexível, neste caso, mais aderentes às necessidades operativas do sistema.”		Há de se pontuar a necessidade de <u>reflexão acerca da ausência da geração hidráulica na composição do balanço</u> acima destacado, sendo exploradas as causas que a deixam de fora, possivelmente atribuídas aos elevados custos estimados para modernização e repotenciação da fonte (vide Tabela 3-2 - Patamares de custos para modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas).
4	-	-	Transmissão de Energia Elétrica -		É essencial tratar neste capítulo sobre as causas e consequências das ocorrências de eventos de vertimento turbinável e corte de geração de usinas renováveis. É preciso que o planejamento da geração e da transmissão levem em conta este aspecto, indicando caminhos para mitigar a ocorrência destes eventos.
4	4.2	4.2.1.3	Levando em consideração os valores de geração prospectivos apresentados nas seções anteriores, bem como os limites	Levando em consideração os valores de geração prospectivos apresentados nas seções anteriores, em especial a	É essencial garantir que a expansão da transmissão planejada no âmbito deste PDE esteja compatível com os

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			de intercâmbio viáveis de serem realizados entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste até o final do horizonte, considerando a rede de transmissão já planejada e licitada até o início da realização dos estudos, em janeiro de 2021, buscou-se determinar de forma simplificada a partir da técnica de balanço estático as necessidades de ampliação das referidas interligações.	capacidade instalada eólica e solar de 77 GW em 2034 , bem como os limites de intercâmbio viáveis de serem realizados entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste até o final do horizonte, considerando a rede de transmissão já planejada e licitada até o início da realização dos estudos, em janeiro de 2021, buscou-se determinar de forma simplificada a partir da técnica de balanço estático as necessidades de ampliação das referidas interligações.	montantes da expansão da geração previstos no próprio plano. Em especial, nos preocupa que, conforme Figura 4-1, o montante de capacidade renovável seja de 57 GW, o mesmo do PDE 2030.
4	4.17	-	<p>Figura 4-30 – Cenário de referência: TUST-Geração no ano 2034</p> <p>Figura 4-31 – Cenário de referência: TUST- Geração média no ano 2034</p> <p>Figura 4-32 – Cenário de referência: TUST-Carga no ano 2034</p> <p>Figura 4-33 – Cenário de referência: TUST- Carga média no ano 2034</p>	-	Importante publicar estes gráficos e os dados associados para todos os anos do horizonte analisado.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
9	9.3	9.3.3	<p>O Cenário de Referência para a expansão da MMGD no PDE 2034 considera somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029. Isso implica que cerca de 50% dos custos (Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios.</p> <p>O Cenário Superior simula uma compensação a partir de 2029 igual a TE Energia + 100% dos custos, o que significaria a compensação original de 1 para 1. O Cenário Inferior simula uma compensação a partir de 2029 somente da parcela TE Energia.</p>	<p>O Cenário de Referência para a expansão da MMGD no PDE 2034 considera a compensação a partir de 2029 apenas da TE Energia, TE Transporte e bandeira tarifária. somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029. Isso implica que cerca de 50% dos custos (Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios.</p> <p>O Cenário Superior simula uma compensação a partir de 2029 igual a TE Energia + 100% dos custos, o que significaria a compensação original de 1 para 1. O Cenário Inferior simula uma compensação a partir de 2029 somente da parcela TE Energia, além da abertura do ACL para a baixa tensão.</p>	<p>O § 1º do Art. 17 da Lei nº 14.300/22 estabelece que as unidades consumidoras com MMGD serão faturadas considerando a incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel.</p> <p>O submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que trata da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, é absolutamente claro ao estabelecer que as componentes que compõem o custo da energia são a TE-Energia, TE-Transporte e bandeira tarifária (Tabela 3 do referido submódulo).</p> <p>Desta forma, não há que se falar em compensação de qualquer componente de encargos, transmissão, perdas e outros no cenário de referência.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>Para garantir uma maior diferenciação do cenário inferior em relação ao cenário de referência, propõe-se que o inferior considere a abertura do ACL para a baixa tensão. Desta forma, ao calcular a atratividade do investimento, deve-se comparar a estrutura de custos da MMGD com o menor valor entre a tarifa do ACR e o custo total do ACL.</p> <p>Subsidiariamente, caso seja constatada a impossibilidade de promover as alterações aqui propostas, sugerimos a inclusão de um parágrafo deixando claro que a premissa utilizada para o cenário de referência não corresponde necessariamente à interpretação da EPE em relação ao Art. 17 da Lei nº 14.300/22, e que a competência estabelecida pela lei para determinar as componentes que são compensadas ou não no âmbito do SCEE é da Aneel.</p>
9	9.3	9.3.4	A abertura do mercado livre (ML) tende a diminuir o mercado potencial da MMGD, uma vez	A abertura do mercado livre (ML) tende a diminuir o mercado potencial da MMGD, uma vez que	Importante destacar o impacto que a abertura do mercado possui sobre a atratividade da

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			que consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia (Art. 9º, parágrafo único, da Lei nº 14.300).	consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia (Art. 9º, parágrafo único, da Lei nº 14.300). Além disso, a possibilidade de migração para o ACL (tanto da AT quanto da BT) afeta a atratividade econômica da MMGD, na medida em que a estrutura de custos e investimento da MMGD passa a ser comparada ao menor valor entre a tarifa do ACR e o custo total do ACL.	MMGD. Além disso, é essencial que tais aspectos sejam considerados na modelagem para a projeção do número de adotantes e da capacidade instalada de MMGD.
9	9.3	9.3.5	O cenário Referência, adotado nesta edição do PDE como referência, é um cenário moderado, dentre as alternativas simuladas.	O cenário Referência, adotado nesta edição do PDE como referência, é um cenário moderado, no aspecto quantitativo , dentre as alternativas simuladas, mesmo que utilizando premissas regulatórias arrojadas.	Vide contribuição acerca do item 9.3.3. Além disso, entendemos que é possível atingir valores razoáveis para o cenário de referência que utilize a compensação apenas da TE-Energia, TE-Transporte e bandeiras tarifárias, conforme definido pela Aneel, através do ajuste de outras premissas do modelo 4MD, como: (i) CAPEX (ponto de partida e trajetória de decréscimo); (ii) fator de capacidade (utilizando uma performance ratio que melhor represente o

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>estágio da tecnologia e melhor aderência – vide os importantes desvios identificados na NT EPE DEA-SEE 014/2023);</p> <p>(iii) fator de sensibilidade ao payback, que pode ser calibrado através de backtests do modelo, comparando com os valores realizados.</p>
9	9.4	9.4.1.1	<p>Figura 9-26 – VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD para diferentes distribuidoras e clientes</p>		<p>É importante avaliar a viabilidade econômica de baterias atrás do medidor combinadas com MMGD em um cenário de compensação apenas das componentes TE-Energia, TE-Transporte e bandeiras tarifárias, conforme mencionado na contribuição sobre o item 9.3.3.</p> <p>A regra arrojada de compensação utilizada no cenário de referência pode estar impactando significativamente a atratividade de sistemas de armazenamento combinado com MMGD.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
11. Transição Energética	11.3. Perspectivas de Novas Tecnologias	11.3.1.2 Armazenamento: Baterias e UHRs	“A inserção de sistemas de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), pode trazer diversos benefícios para o sistema elétrico. No entanto, ainda existem desafios e barreiras para inserção dessas tecnologias no SIN, tanto de natureza regulatória e econômica, como sob a ótica operacional.”		<p>Em meio à transição energética, com a crescente adoção de fontes renováveis como a solar e a eólica, os sistemas de armazenamento de energia ganham importância para garantir a confiabilidade da matriz elétrica. Esses sistemas, além de possibilitar serviços ancilares e absorver excedentes de energia, oferecem capacidade de armazenamento essencial.</p> <p>Complementarmente ao já explorado sobre o tema, verifica-se, contudo, a <u>oportunidade de melhor detalhar o papel das UHR como alternativa para a contratação</u> desses novos serviços.</p> <p>As UHR representam 90% dos sistemas de armazenamento de energia no mundo e se destacam por sua eficiência em larga escala, com a capacidade de armazenar energia por meio da reversibilidade da água em momentos de baixa demanda, liberando-a durante picos de consumo.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					<p>Comparadas às baterias químicas, como as de íon-lítio, as usinas reversíveis apresentam vantagens como maior capacidade de armazenamento, vida útil superior a 100 anos e menor custo de manutenção. Além disso, são sustentáveis e renováveis, sem produzir resíduos.</p> <p>As Usinas Hidrelétricas Reversíveis são uma tecnologia madura e comprovada, responsável por evitar apagões em horários de pico. Nos últimos dois anos, a capacidade instalada global dessas usinas cresceu 16,8 GW, totalizando cerca de 180 GW.</p> <p>O Brasil, com sua vasta rede de rios e reservatórios, possui um grande potencial para o desenvolvimento dessa tecnologia, estimado em até 38 GW, o que torna sua implementação no país não apenas viável, mas estratégica para o futuro do setor elétrico.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Anexo II	1	1.2	Adotar o ano base de 2024 e padronizar a apresentação das projeções em gráficos, figuras e tabelas nas publicações associadas ao PDE 2035;	Adotar o ano base de 2024 e padronizar a apresentação das projeções em gráficos, figuras e tabelas nas publicações associadas ao PDE 2035, que deverão ser publicados em formato de planilha eletrônica quando da realização da consulta pública do PDE 2035 e posteriormente, quando da sua publicação definitiva;	A disponibilização dos dados e gráficos em formato de planilha eletrônica facilita de sobremaneira a análise dos dados pela sociedade.
Anexo II	2	2.1	Apresentar as principais premissas econômicas, financeiras e demográficas utilizadas para elaboração dos estudos de todos os temas do PDE, buscando garantir a coerência e a compatibilidade com as premissas econômicas e demográficas gerais do plano.	Apresentar as principais premissas econômicas, financeiras e demográficas utilizadas para elaboração dos estudos de todos os temas do PDE, buscando garantir o uso de dados atualizados , a coerência e a compatibilidade com as premissas econômicas e demográficas gerais do plano.	É essencial que o PDE 2035 utilize os dados demográficos mais recentes publicados pelo IBGE.
Anexo II	4	4.1	Apresentar análise e avaliação relacionada aos requisitos do sistema interligado e dos sistemas isolados no horizonte decenal, apontando as necessidades de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência, em	Apresentar análise e avaliação relacionada aos requisitos do sistema interligado e dos sistemas isolados no horizonte decenal, apontando as necessidades de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência, em compatibilidade com os critérios de suprimento vigentes, tanto	Importante apurar o atendimento aos critérios de suprimento nos cenários de sensibilidade, sob pena de indicar uma falsa certeza acerca da necessidade de expansão do sistema.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			compatibilidade com os critérios de suprimento vigentes;	para o caso base quanto para os cenários de sensibilidade de demanda e de expansão de oferta do ACL;	
Anexo II	4	-		4.x. Utilizar como premissa básica de construção do cenário de referência de expansão indicativa a viabilidade econômica dos empreendimentos indicados para expansão.	Ao construir a expansão indicativa do sistema, o PDE deve garantir que a proposta seja viável economicamente, tendo em vista que a expansão do setor elétrico brasileiro é feita através de investimentos privados.
Anexo II	4	-		4.x. Avaliar o preço médio percebido por cada tecnologia indicada para expansão, considerando os perfis de CMO e de geração destas tecnologias, de forma a identificar a viabilidade econômica da mesma através de mecanismos de mercado.	Trata-se de uma avaliação essencial para verificar a viabilidade econômica da expansão indicativa.
Anexo II	4	-		4.x. Constatada a inviabilidade econômica de uma tecnologia através dos mecanismos de mercado, deve-se indicar qual mecanismo regulatório deve ser utilizado para garantir a viabilidade e, caso não exista, indicar a necessidade de sua criação.	Caso a expansão não seja viável do ponto de vista de mercado, algum mecanismo adicional deverá ser utilizado para garantir a atratividade para os investidores. É essencial que o PDE indique quais mecanismos podem ser utilizados, e indique a eventual

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					necessidade de criação de novos mecanismos.
Anexo II	4	-		4.x. Indicada a necessidade de uso de algum mecanismo para garantir a viabilidade dos empreendimentos que não seja a exposição ao PLD, deverão ser identificados os impactos da aplicação destes mecanismos sobre os agentes atuantes no mercado.	Ao estabelecer mecanismos de receita para empreendimentos por fora do mercado/PLD, pode haver impacto nos demais agentes, através de distorções de preço ou volume. É importante que tal aspecto seja abordado, de forma a garantir a sustentabilidade econômica e financeira do setor.
Anexo II	4	-		4.x. Identificar causas e consequências de eventual ocorrência de vertimento turbinável e cortes de geração, indicando caminhos para mitigação destes efeitos no futuro.	Os últimos anos têm sido marcados por volumes expressivos de desperdício de recurso energético, seja através de vertimento turbinável ou corte de geração. É preciso que o planejamento da geração e da transmissão levem em conta este aspecto, indicando caminhos para mitigar a ocorrência destes eventos.
Anexo II	4	-		4.x. Calcular o custo marginal da expansão, refletindo o custo unitário associado à expansão da capacidade instalada para	Esta diretriz objetiva deixar claro que o custo marginal de expansão deve refletir o custo de expansão.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				atendimento dos requisitos do sistema.	
Anexo II	5	5.1	Apresentar e buscar integrar os estudos de transmissão em destaque, correlacionando com os temas demanda de energia elétrica, eficiência energética, geração centralizada e geração distribuída;	Apresentar e buscar integrar os estudos de transmissão em destaque, correlacionando com os temas demanda de energia elétrica, eficiência energética, geração centralizada e geração distribuída, e garantindo que ao menos um cenário de expansão da transmissão proposto no PDE seja compatível com a expansão indicativa da geração;	É importante que ao menos um cenário de expansão da transmissão consiga atender integralmente os volumes indicativos de expansão da geração.
Anexo II	5	5.4	Analisar as interligações internacionais existentes e apresentar informações sobre as interligações com estudos em andamento;	Analisar as interligações internacionais existentes e apresentar informações sobre as interligações com estudos em andamento, inclusive indicando eventuais oportunidades de desenvolvimento de interligações internacionais baseadas na diferença de preços entre países;	O Brasil tem um potencial de geração de energia renovável excepcional, de forma que a ocorrência de períodos de preços baixos quando comparável com outros países é provável. Desta forma, é essencial identificar oportunidades para ampliar a exportação de energia.
Anexo II	5	-	-	5.x. Identificar causas e consequências de eventual ocorrência de vertimento turbinável e cortes de geração, indicando caminhos para mitigação destes efeitos no futuro.	Os últimos anos têm sido marcados por volumes expressivos de desperdício de recurso energético, seja através de vertimento turbinável ou corte de geração.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
					É preciso que o planejamento da geração e da transmissão levem em conta este aspecto, indicando caminhos para mitigar a ocorrência destes eventos.
Anexo II	10	10.1	Apresentar cenário indicativo referencial e sensibilidades da expansão da micro e minigeração distribuída no horizonte decenal, evidenciando as principais incertezas associadas;	Apresentar cenário indicativo referencial e sensibilidades da expansão das micro e minigeração distribuída no horizonte decenal, considerando a legislação e regulamentos vigentes, e evidenciando as principais incertezas associadas;	É essencial que o cenário indicativo de expansão da MMGD esteja de acordo com a legislação e regulamentos aplicáveis, inclusive os Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret da Aneel.
Anexo II	10	-	-	10.x. Indicar se há contribuição dos recursos energéticos distribuídos sobre eventual cenário de sobreoferta de energia, vertimento turbinável e cortes de geração renovável, e indique caminhos para mitigação destes efeitos e para aumentar a sinalização econômica do valor horário da energia.	É preciso que o planejamento avalie eventual contribuição dos REDs, inclusive MMGD, nos cenários desequilibrados de oferta e demanda e ocorrência de vertimento turbinável e como mitigar estes efeitos de forma estrutural.

* Para que seja possível identificar todas as sugestões, não há limite de linhas. Caso necessário, favor incluir mais linhas para suas sugestões.