

# CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031

## 1. Introdução

O Grupo CPFL Energia traz a sua contribuição à **Consulta Pública nº 119/2022**, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, o referido material constitui oportunidade para a manifestação dos agentes setoriais e da sociedade civil.

O documento em consulta é fonte de dados de suma importância, constantemente utilizado como referência para pesquisas acadêmicas, instituições financeiras e investidores do setor elétrico. Diante disto, faz-se necessário que os dados de entrada dos modelos computacionais utilizados na confecção deste documentos sejam divulgados, bem como os estudos alternativos denominados cenários “What-If”.

Com o intuito de contribuir para o tema, o presente documento apresenta contribuições elaboradas por parte do Grupo CPFL em avaliação baseada nas análises no relatório disponibilizado para discussão do tema, que fundamentou o nosso posicionamento.



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

### CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022, de 24/01/2022 a 23/02/2022

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (<http://antigo.mme.gov.br/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 da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)

Instituição: Grupo CPFL Energia

- |  |   |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> setor público                 | <input type="checkbox"/> instituição de pesquisa/ensino |
| <input checked="" type="checkbox"/> setor privado      | <input type="checkbox"/> organizações sociais           |
| <input type="checkbox"/> organização não governamental | <input type="checkbox"/> outros                         |

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<b>Introdução</b>		Sob essa ótica, são descritas as diversas estratégias que vêm sendo consideradas nos estudos de expansão da transmissão de modo a viabilizar a integração e o escoamento de geração		No capítulo da transmissão a que se refere esse parágrafo não são descritas estratégias para viabilizar a integração das fontes

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		das diversas fontes energéticas, dentre elas as eólicas e as fotovoltaicas, as quais vêm apresentando protagonismo cada vez maior no Ambiente de Contratação Livre – ACL		renováveis, especialmente as do ACL, citadas. É necessário reconhecer a questão como prioritária e dar a ela o enfoque que exige. Recomendamos descrever em detalhes e apresentar resultados, onde já existentes, das referidas estratégias no capítulo da transmissão.
1	1.3	Diante das premissas analisadas anteriormente, o PIB brasileiro deve apresentar um crescimento médio de 2,9% anuais entre 2021 e 2031, como pode ser visto no Gráfico 1 - 7. Já o PIB per capita, deve crescer, em média, 2,3% a.a. no mesmo período, alcançando o patamar de cerca de R\$46 mil em 2031 (em R\$ de 2020).		Comentário: ainda com cenário de estabilidade, reforma e expansão dos investimentos, a expectativa é de crescimento médio abaixo da média mundial (3,3%) para a economia brasileira (2,9%)?
2	2.1.1	Gráfico 2 - 4: Sendero energético industrial		Sugestão: adicionar explicação do que é “Sendero Energético Industrial”
3	Box 3-1	“...é importante que o setor continue aprimorando outras representações, como: ...”	Adicionar os itens: 1) Da modelagem de custos dos recursos de geração, principalmente no que se refere	A medida que os recursos renováveis ocupam frações mais expressivas da matriz energética, a inserção dessas fontes de

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>aos de fontes renováveis, atualmente inseridos a custo nulo no modelo de planejamento, mas também buscando uma atualização de custos de geração termoelétrica</p> <p>2) Inclusão de RED no planejamento mensal da operação e formação de preço (PMO)</p>	<p>geração a custo nulo causam uma subestimação dos custos de operação e expansão resultantes dos modelos pois estes reagem apenas à carga complementar (determinística e reduzindo a carga total) a ser atendida pelos recursos hidráulicos e térmicos controláveis, onde os custos de fato são atribuídos apenas as termoelétricas, sendo que os hidráulicos são valorados internamente, por seu valor da água calculado em relação aos custos térmicos e custo de déficit informados.</p> <p>Em relação a custos de termoelétricas, o modelo também negligencia custos relacionados a geração inflexível, não interferem nos custos marginais. Adicionalmente, a evolução dos valores dos CVUs é fixo no horizonte, mas é possível utilizar índices para projetar a atualização desses custos, principalmente</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>daqueles de fonte fóssil, que podem ser referenciados com projeções de indexadores conhecidos.</p> <p>Este documento destaca o forte crescimento de fontes distribuídas na matriz energética, de modo que a consideração desses recursos, especificamente o MMGD solar, precisa ser incorporado o quanto antes ao processo de planejamento mensal a fim de evitar que outros recursos de geração sejam programados em substituição a esses que atualmente são invisíveis nesse processo, mas que já ocupam parcela significativa da carga.</p> <p>Sugerimos que esses temas sejam também priorizados para estudos e projetos que proponham soluções para as distorções que a modelagem atual causa nos resultados dos modelos vigentes.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.1	<p>As mudanças de características da oferta, principalmente pela inserção massiva de fontes renováveis variáveis, e custos de operação reduzidos levam a necessidade de desenvolvimento de mecanismos de adequabilidade do suprimento elétrico para lidar com as incertezas e variações inerentes à disponibilidade dos recursos naturais...</p>		<p>Comentário: os mecanismos de adequabilidade do suprimento citados devem ser incorporados aos modelos de planejamento da operação e formação de preço, para que os resultados reflitam a otimização do uso de todos os recursos existentes, de forma coordenada para garantia do suprimento, e não apenas da parcela controlável de recursos hidráulicos e térmicos.</p>
3	3.1.1	<p>Em outras palavras, apenas quando foi necessário reduzir ao máximo a produção das UHE, para preservar os níveis dos reservatórios, foi percebido que a menor produção obtida na prática era superior àquela que os modelos computacionais de médio e longo prazo estavam enxergando.</p>		<p>Comentário: é preciso avaliar se em condições hidrológicas favoráveis ou não tão severas como os observados na crise hídrica, estas flexibilizações das restrições operativas podem ou devem ser mantidas, dado seu caráter temporário, conjuntural e extraordinário.</p> <p>Os motivos para divergência entre a produção energética do modelo de longo prazo e a “obtida na prática” são diversas e incluem</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>desde falta de precisão na modelagem energética com agrupamento de UHEs em REEs, simplificações lineares de diversas relações não lineares até o não cumprimento da programação fornecida pela cadeia de modelos, seja por impossibilidade (restrições de tempo real) ou por políticas energéticas exógenas, como priorização de recursos ou geração fora mérito, por exemplo.</p> <p>Comentário: em relação a flexibilidades operativas, é importante que restrições operativas de termelétricas também sejam modeladas (rampas, tempos mínimos de operação, tempos mínimos de desligamento, tempos de partidas quente/frio) e frequentemente verificadas as declarações e operação real.</p>
3	3.1.1	Em relação aos dados de vazão mínima de cada usina, ainda que a referência seja a geração		Comentário: é importante observar que nas condições de atendimento

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>mínima coincidente, conforme Tabela 3 - 1, os valores cadastrados no modelo devem ser convertidos em vazão (m<sup>3</sup>/s), através do uso do polinômio cota x volume de cada usina, considerando a premissa de que as usinas se encontram com 65% do seu volume útil.</p>		<p>de mínima vazão, o atendimento de curva de carga acentuada para atendimento da demanda máxima pelas UHEs leva as condições das usinas em trabalhar com uma produtividade reduzida em decorrência da curva colina das turbinas serem operadas em regiões de rendimento reduzido, na grande maioria das usinas muito inferior ao volume de referência de 65% adotado como premissa.</p> <p>Além disso, não está claro como foi calculada e modelada a restrição de <b>meta de geração hidráulica mínima</b>. Importante esclarecer</p>
3	3.1.1	<p>Portanto, incorporar nos modelos o fato de que, na prática, não existe uma amplitude operativa de curto prazo nas hidrelétricas tão grande quanto se representava, indica que esta potência disponível para atendimento à demanda máxima exige maior esforço de alocação do recurso. Ou seja, para que o atendimento aos picos de carga continue sendo</p>	<p>“considerar de modo efetivo o gasto energético associado, e para tal, deve-se buscar a adequação dos modelos para valoração da prestação desses serviços pelas usinas hidrelétricas, bem como das restrições</p>	<p>Sugestão: a afirmação está correta, mas a solução proposta de “considerar de modo efetivo o gasto energético ... ou alternativamente, prever oferta adicional para complementar esse serviço” é muito simplista e deveria</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>alocado nas usinas hidrelétricas, deve-se considerar de modo efetivo o gasto energético associado. Ou, alternativamente, a expansão deve prever oferta adicional para complementar esse serviço nas situações em que as UHE não serão suficientes</p>	<p>operativas necessárias para garantir a prestação de tais serviços.”</p>	<p>de fato indicar a realização de estudos que permitam a valoração adequada dos recursos hidráulicos que podem ser usados para atendimento de potência e demais serviços ancilares ao invés de planejar a inserção de recursos termoelétricos mais caros para cumprir funções que as hidrelétricas podem prestar a custos menores se fossem priorizadas para tal e tiverem incentivo adequando para prestação de tais serviços. Obviamente o modelo setorial precisa evoluir para permitir essa adequada valoração e tais custos e restrições impostas para garantia dos serviços pelas usinas ofertantes deve ser incluído nos modelos de planejamento e operação.</p>
<p><b>3</b></p>	<p>3.1.1</p>	<p>Ao se considerar apenas restrições de geração mínima, o Newave admite que, em situações críticas, pode produzir pouca energia na média</p>	<p>... média mensal e alternar para um patamar mais elevado, sem transição, quando necessário.</p>	<p>O Newave é um modelo energético, e trata as variáveis energéticas em médias nos patamares de carga considerados,</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		mensal e modular, instantaneamente, para o pico quando necessário.		sem acoplamento temporal entre eles. Não é correto afirmar que ele pode indicar modulação ou atendimento instantâneo de picos de demanda, pois estas características operativas não são consideradas a este nível de detalhe no Newave.
3	3.2	Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em maio de 2021, a expansão contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada pelo ACL com referência de agosto de 2021.		Questionamento: Como a perspectiva de entrada de empreendimentos pelo ACL foi considerada? Se foi considerada a base ANEEL de Agosto/21, que critério de seleção sobre os empreendimentos ACL foi aplicado?  Observação: Pelo critério vigente, são considerados apenas nos modelos de planejamento, empreendimentos com viabilidade alta, que para o ACL, significa apenas projetos com obras iniciadas. É fundamental que o PDE considere a entrada de uma parcela maior dos

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>empreendimentos já cadastrados/outorgados, a fim de evitar indicação de contratação de outras fontes em substituição a essas que são invisíveis aos modelos no critério atual. Essa discussão já foi iniciada em 2020 e precisa ser retomada, para estabelecer o critério de seleção mais adequado.</p>
3	3.2	<p>As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima instantânea do sistema.</p>		<p>Questionamento: qual o fator de carga dos patamares de carga? É correto utilizar o quarto patamar, com duração de 10 horas por mês como representativo da máxima demanda instantânea? Como contornar a falta de acoplamento temporal dos patamares de carga no atendimento da demanda máxima?</p> <p>Comentário: com relação ao atendimento do quarto patamar, a análise deve ser mais aprofundada, muitas usinas térmicas não têm condição de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				atender a este perfil de despacho, muitas podem operar apenas 10h de forma ininterrupta, mas não atendem a modulação diária. Com relação a UHEs, a produtividade (rendimento) para atender este despacho de ponta não é mesmo que para os demais patamares de carga.
<b>3</b>	3.2	Gráfico 3-4: Oferta termelétrica retirada do Caso Base do PDE 2031	Projeção de carga do SIN, energia média mensal e demanda máxima instantânea, para o Cenário de Referência	Rótulo errado no gráfico
<b>3</b>	3.2	O cenário de projeção de MMDG considera penetração de aproximadamente 37 GW de potência instalada (e 7.100 MW médios) ao final do horizonte decenal.		Dúvida: este fator de capacidade de aproximadamente 20% contempla evolução tecnológica que permita aumento de eficiência de painéis fotovoltaicos ao longo do horizonte do Plano? Se não, não deveria contemplar?
<b>3</b>	3.2.1	as restrições incorporadas neste Plano foram resultantes de longo processo de interação com o ONS, apresentadas pela EPE ao CMSE de julho		Dúvida: Não houve qualquer interação com os agentes nesse processo?

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		de 2021, para discussão com demais instituições participantes do Comitê		Recomendação: que este ano, antes de aplicar estas, ou propor novas melhorias na representação de dados e modelagens, seja incluída a participação dos agentes, por tomada de subsídio e workshops, por exemplo.
3	3.2.1	Percebe-se que o caso com aumento das restrições <u>hídricas</u> possui maior variação entre as 2.000 séries simuladas, onde possíveis cenários críticos ficam mais evidentes.	Percebe-se que o caso com aumento das restrições <u>hidráulicas</u> possui maior variação entre as 2.000 séries simuladas, onde possíveis cenários críticos ficam mais evidentes.	Observação: ocorre inúmeras vezes ao longo do texto o uso do termo “restrições hídricas”, sendo que em grande parte o correto é “hidráulicas”. Dúvida: a que se refere o “aumento de restrições”? Ao número de restrições modeladas ou aos valores das restrições modeladas?
3	3.2.1	o Gráfico 3- 12, apresenta as distribuições de probabilidade para outubro e novembro de 2021, com o propósito de serem comparáveis ao que foi verificado na operação de 2020. Percebe-se que o caso com aumento das restrições hídricas possui maior variação entre as 2.000 séries simuladas, onde possíveis cenários críticos ficam mais	o Gráfico 3- 12, apresenta as distribuições de probabilidade para outubro e novembro de 2021, com o propósito de serem comparáveis ao que foi verificado na operação de 2020, ponto sinalizado em vermelho	O verificado de 2020 é sinalizado no gráfico pelo ponto vermelho? Se sim, deixar isso explícito no texto Por que se deseja comparar os resultados de Newave de 2021 com valores verificados de 2020?

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>evidentes. Em outras palavras, a nova abordagem proposta neste PDE permite que o risco futuro seja percebido com antecedência, trazendo maior previsibilidade sobre a incerteza que existe para essa grandeza.</p>		<p>Esse tipo de comparação é minimamente possível, com ressalvas acerca das limitações da modelagem que a impedem de reproduzir operação real, em casos de <i>backtest</i> (simulação com dados passados, mesmo período do dado observado que se quer aferir)</p>
3	3.2.1	<p>. Ou seja, a inclusão das novas restrições operativas explicita que havia probabilidade de 30% de ocorrerem cenários iguais ou piores aos vistos no ano anterior, dado a condição de partida dos estudos, e 70% de cenários melhores que aquela situação. Essa comparação, entre as simulações e o verificado no ano anterior, demonstra a previsibilidade que a nova representação pode trazer.</p>	<p>. Ou seja, considerando as novas restrições operativas explicita que haveria uma probabilidade de 30% de ocorrerem cenários iguais ou piores aos vistos no ano anterior, dado a condição de partida dos estudos, e 70% de cenários melhores que aquela situação.</p>	<p>Erro no uso do verbo “havia”, pois esse resultado demonstra uma indicação para o período simulado, nada se deve afirmar sobre o período passado</p> <p>Além disso, novamente há um problema grave aqui uma vez que o observado na operação tem influência de decisões/políticas exógenas ao modelo, além de diferenças na modelagem, por agregações, simplificações e projeção de dados de entrada.</p> <p>Dessa forma a última frase não se sustenta por esse estudo, deveria ser feito um <i>backtest</i> em 2020,</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				com dados e condições da época para confirmar ou não essa afirmação.
3	3.2.1	<p>O mesmo resultado ocorre na simulação de novembro 2021 ...</p> <p>Este resultado mostra a robustez da nova proposta de modelagem das restrições com o intuito de trazer aprimoramentos, aproximando a representação nos modelos da situação que tem sido observada.</p>	Retirar essas afirmações do texto,	<p>Conforme descrito no comentário anterior, esse tipo de afirmação não pode ser feito comparando um estudo de 2021 com um dado observado de 2020. Há diversas razões para o estudo de 2021 não apresentar cenários que contenham o ocorrido em 2020, tais como: mudanças sistêmicas (alteração do parque gerador e de carga); mudança de tendência hidrológica e ponto de operação entre maio de 21 (início do estudo) e os meses de operação observada comparados aqui (out e nov/20); interferências exógenas de políticas operativas do operador atuando sobre os valores verificados.</p>
3	3.2.1	Nota-se que os CMO do Caso Base com a nova proposta de representação das restrições sinalizam valores mais baixos para os meses	Nota-se que os CMO do Caso Base com a nova proposta de representação das restrições	Retirar o texto final, pois não há dados, que demonstram quando as restrições operativas citadas

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>março a julho, tipicamente caracterizados como de final do período úmido, quando comparados com os valores simulados para o Caso Base com restrições oficiais. ... Isso reforça a característica sazonal da oferta hidrelétrica do SIN, principalmente quando as restrições operativas associadas às parcelas de geração hidráulica, vazão e volume mínimo são atuantes nas séries hidrológicas emuladas</p>	<p>sinalizam valores mais baixos para os meses março a julho, tipicamente caracterizados como de final do período úmido, quando comparados com os valores simulados para o Caso Base com restrições oficiais. ... Isso reforça a característica sazonal da oferta hidrelétrica do SIN.</p>	<p>foram atuantes. Novamente solicitamos que essas novas restrições operativas utilizadas sejam apresentadas claramente, em termos de valores e método de modelagem no modelo NEWAVE. Nos parece que elas estão provocando uma interferência elevada nos resultados obtidos sem que tenham sido apropriadamente avaliadas no período passado que é usado como referência (2020). As restrições propostas deveriam ter sido avaliadas em <i>backtest</i>, pois só dessa forma seria minimamente possível a sua correta calibração, podendo suportar (ou não) as afirmações que são feitas nessa seção.</p>
3	3.3	<p>Este resultado também não considera os resultados do Procedimento Competitivo Simplificado, realizado em 2021, que contratou 1.100 MW de oferta que estará disponível para o SIN entre 2022 e 2025, e nem do primeiro Leilão de Reserva de Capacidade, que contratou cerca</p>	<p>Acrescentar: , mas serão considerados em cenários <i>what-if</i> a serem divulgados posteriormente.</p>	<p>Recomendamos que esses importantes leilões sejam considerados em pelo menos 1 caso "<i>what-if</i>" adicional aos que serão disponibilizados</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		de 4.600 MW para início de operação em 2026. Estes dois certames foram realizados após a data de referência para inícios das simulações deste Plano.		posteriormente (conforme já comentado nas seções anteriores)
3	3.3	o Gráfico 3 - 18 compara o requisito calculado pelo Caso Base do PDE 2031, que considera as restrições hidráulicas modeladas neste ciclo, e a mesma configuração da oferta, porém com as restrições oficiais. O primeiro destaque a ser dado é que com a incorporação das novas restrições operativas ocorre a antecipação do requisito para 2026, enquanto que o caso com restrições originais só possui requisitos de energia a partir de janeiro de 2027.	Verificar e corrigir a afirmação ou o gráfico para que fiquem de acordo	Não é possível observar isso no gráfico. As barras azuis (nova representação tem valor em set/26 e a curva laranja (restrições oficiais) tem valor ANTES, também em 2026 (não é possível visualizar quando).
3	3.3	Novamente comparando o Caso Base do PDE 2031 com as restrições operativas conforme proposto neste ciclo e a simulação com os dados oficiais, percebe-se que ao tornar explícito a maior uso de água para que as UHE disponibilizem potência ao sistema, há o aumento do requisito, como mostrado no Gráfico 3 - 20	Fundamentar melhor como a abordagem proposta de alterações de restrições hidráulicas estaria conseguindo produzindo esse efeito no modelo.	O documento não deixa claro quais são as restrições operativas propostas nesse ciclo não sendo possível avaliar se é correta a afirmação de que a abordagem proposta é capaz de “tornar explícito a maior uso de água para que as UHE disponibilizem potência ao sistema”. Entendemos que isso é desejável, mas pelo exposto no documento, não é

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				possível comprovar a eficácia do método. Temos ainda grande preocupação com as distorções que a solução proposta pode estar incorrendo nesse ciclo de planejamento.
3	3.4	A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte (incluindo os impostos e encargos associados), além dos prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas, tanto no âmbito do ACR quanto do ACL.		Comentário: é importante, no caso da expansão no âmbito do ACL, avaliar de forma cuidadosa se estes novos empreendimentos estão atendendo expansão, que pode ser por meio de uma nova unidade consumidora com autoprodução associada, empreendimentos destinados ao ACL com foco em migração de consumidores e quais de fato, se existir, estão atendendo a expansão.
3	3.4	Por outro lado, ampliar maciçamente essa participação na oferta de energia traz desafios como a expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de		Comentário: é importante considerar a avaliação do efeito portfólio nos quesitos adequação e confiabilidade.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques <sup>20</sup> .		
3	3.4	Uma referência que foi utilizada na elaboração das estimativas de custos, não somente para as fontes eólica e fotovoltaica mas também para as outras fontes que compõem a cesta de oferta de energia do PDE 2031, foi o relatório "Caderno de Preços da Geração" <sup>22</sup> , publicado em agosto de 2021 pela EPE, que contém estimativas e análises dos valores de investimentos (CAPEX), dos custos de operação e manutenção (O&M), e do custo variável unitário (CVU), baseadas em dados nacionais e internacionais, para cada tipo de fonte de geração de energia.		Dúvida: Custos de Transmissão (TUST) foram considerados?  No atual momento, encontra-se aberta a Consulta Pública 39/2021 que trata sobre a alteração do sinal locacional da TUST, a mesma trará um tratamento ou alteração para tal. Não existindo a prospecção de um cenário diferente do vigente.
3	3.7	Como apresentado na seção 3.2.1 deste relatório, diante das alterações propostas para modelagem da inflexibilidade hidrelétrica o CMO não seria mais suficiente para sinalizar todas as necessidades de expansão do sistema. Dessa forma, tanto para a expansão livre <sup>45</sup> como para a expansão de referência observa-se o descolamento entre os valores de CMO médio anual e CME. Para a expansão do Cenário de Referência os valores de CMO obtidos foram de R\$ 35,37/MWh, para a média anual no segundo		Dúvida: quais foram as médias por patamar de carga?  Comentário: o valor médio do CMO para o critério de expansão de apenas energia (R\$52,66/MWh) já é menor que o PLD mínimo atual, aliado ao fato de sobreoferta de Garantia Física do sistema no horizonte Decenal pode frustrar grande parte dos

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>quinquênio, enquanto o CME que considera as restrições de energia e potência foi de R\$ 90,38 /MWh, e apenas com a restrição de energia de R\$ 52,66/MW.</p>		<p>empreendimentos voltados ao ACL (migração), provocando perda de atratividade para desenvolvimento dos projetos, além disso, o lastro descontratado, nestes valores de preço de curto prazo, vai ser rapidamente assimilado pelo mercado via agentes com baixa percepção ao risco do mercado de curto prazo.</p> <p>Outro aspecto relevante, e que requer muita atenção por parte do planejador, o Custo Marginal de Expansão (CME) que é uma métrica utilizada para definir as Garantias Físicas das usinas despachadas centralizadamente, térmicas e hidráulicas, ao se estabelecer um valor muito baixo, há um impacto significativo na carga crítica do sistema, sendo atendida pela geração de UHEs e inflexibilidade térmica, com baixo despacho térmicos que apresentem CVU levemente superior a faixa de R\$90/MWh.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				Vale salientar que com a preços de tal magnitude o encargo de serviço de sistema terá valores mais elevados.
3	3.7	Caso mesmo após os possíveis ajustes citados mantenham o CMO abaixo do CME necessário para atendimento dos critérios de suprimento, a hipótese de que os retornos da operação não são suficientes para remunerar os investimentos propostos se fortalece. Nesse caso, esse resultado pode indicar ao ambiente de contratação a necessidade de receitas complementares, que venham a cobrir não apenas as já esperadas falhas de mercado <sup>46</sup> , mas também o custo necessário para viabilização do investimento na adequabilidade da matriz.		Comentário: ainda que se estabeleça outras fontes de remuneração, tal como receita pela valoração de atributos, a expectativa de valores muito reduzidos no CMO, e por conseguinte, a expectativa de baixa remuneração pela energia, induz a uma valoração elevada dos atributos para a viabilização da expansão do parque gerador.
3	3.7	O Gráfico 3 – 33 apresenta a geração termelétrica total do SIN, média dos 2.000 cenários simulados pelo Newave, para o horizonte de 2026 a 2031, resultante das simulações para a Rodada Livre e para o Cenário de Referência. É compreensível esta última projetar maior geração das UTE, visto que o nível de geração compulsória aplicado como premissa de expansão a gás natural definida pela Lei 14.182 de 2021 é de, pelo		Comentário: ainda que o nível de inflexibilidade das térmicas da Lei 14.182 sejam elevadas (70%), o despacho médio observado no Gráfico 3-33 é inferior 30% da capacidade térmica, provavelmente, o despacho médio de geração termelétrica está

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>menos, 70% da respectiva oferta prevista para entrar em operação nesse horizonte do planejamento decenal.</p>		<p>sendo efetuada apenas com as inflexibilidades.</p> <p>Sugestão: efetuar a separação da geração inflexível da geração total térmica no gráfico 3-33. Se possível destacar a inflexibilidade das térmicas abarcadas pela Lei 14.182</p>
<p><b>3</b></p>	<p>3.7</p>	<p>Outra consequência imediata da aplicação dos níveis de inflexibilidades termelétrica é notada no Gráfico 3 – 34, que apresenta os custos marginais de operação de energia mensal, em R\$/MWh, para o SE/CO. As demais regiões apresentam comportamento semelhante. O Cenário de Referência apresenta valores inferiores quando comparados com os valores da Rodada Livre. A redução média no período de 2026 a 2031 é de aproximadamente 50% para os quatro subsistemas principais do SIN.</p>		<p>Comentário: valores muito baixo de CMO tendem a levar a uma operação mais otimista, com maior sinal para utilização dos reservatórios, visto que o despacho de térmicas com CVU acima de R\$250/MWh não devem ser despachadas além de suas inflexibilidades.</p>
<p><b>4</b></p>	<p>4.2</p>	<p>De forma geral, a projeção do montante total de capacidade instalada para essas fontes no ano horizonte dos estudos foi feita com base nos incrementos anuais de geração indicativa sinalizados no PDE aprovado à ocasião,</p>		<p>Dúvida: de onde vem os montantes de 57 GW e 72 GW de capacidade instalada em renováveis citado aqui? Ele está de acordo com o cenário de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		resultando em potência total de 57 GW e 72 GW, a depender do cenário de evolução do PDE.		referência, ou algum outro do capítulo de planejamento da Geração?  Recomendamos explicar melhor no texto dessa seção.
4	4.2.1	Além disso, cabe destacar que essa nova dinâmica de expansão da oferta renovável perpassa a própria necessidade de atendimento ao crescimento da demanda do SIN, conforme indicado historicamente nos PDEs, abarcando interesses de mercado que decorrem da maior competitividade das novas tecnologias, podendo inclusive resultar na substituição de contratos de fornecimento de energia existentes ao invés de configurar, propriamente, novas expansões.		Comentário: a expansão da geração descentralizada, em especial para atendimento de migração de consumidores pode inclusive trazer consigo dois efeitos, o de necessidade de reforço ou ampliação da Transmissão e ociosidade de outros ativos já em operação, devido a alteração das cargas líquidas e conexão de geração. Apesar disto, como a característica desta geração descentraliza é em geral intermitente, do ponto de vista de continuidade e confiabilidade, estes ativos “ociosos” devem permanecer em prontidão para operação atendimento da intermitência.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
4	4.2.1	A partir da maior amostra avaliada, foi possível identificar os pontos de rede com maior interesse do mercado para conexão de novos empreendimentos, respeitando-se o crescimento da demanda do PDE, e, com base nisso, foi formulada metodologia de agregação e representação da geração prospectiva nos estudos de planejamento da transmissão anteriormente referidos.		Sugestão: conceitualmente a proposta apresentada para localização das conexões de novos empreendimentos parece interessante, poderia ser apresentado de forma gráfica e espacial, como mapas de calor por exemplo, além de facilitar o entendimento permite a contribuição dos agentes no aprimoramento da metodologia apresentada.
4	4.2.3	Apesar de as regiões onde essa expansão da geração ocorrerá terem sido estabelecidas, algumas informações mais específicas, como o ponto de conexão e a capacidade instalada individual dos projetos, só serão conhecidas quando da efetiva contratação.		Comentário: a incerteza se concentra nos empreendimentos que não possuem especificação da origem do gás, as demais podem ser compatibilizadas tecnicamente com os projetos de construção ou de ampliação da rede de transporte de gás.
4	4.2.3	A Lei no 14.182/2021, sancionada em 12/07/2021, dispõe sobre o processo de desestatização da Eletrobras e também sobre a contratação de montante total de 8.000 MW de geração		Comentário: Com o crescimento dos empreendimentos termelétricos a gás natural, conforme estipulado na Lei

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>termelétrica movida a gás natural nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste, considerando marcos distintos entre os anos de 2026 a 2030.</p>		<p>nº14.182, a inserção de fontes renováveis possui mais características para ser um credor de créditos/permissões de carbono.</p> <p>O grupo CPFL acredita que diante dos compromissos assumidos pelo Brasil na COP 26 e perante a Política Nacional de mudanças climáticas, existe a necessidade de adoção de um Mercado de Carbono regulado, sendo o setor elétrico o pioneiro para o estabelecimento de tal mercado, devido ao seu potencial para produção de energia limpa a partir de fontes renováveis.</p> <p>Em consonância com tal característica e de acordo com a Lei nº14.120/2021, foi aberta a Consulta Pública MME 118/2022 que trouxe como ferramenta promover transições para energia limpa um mecanismo de precificação de carbono.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				Tais medidas contribuem para um mercado sustentável, criando sinergias entre a política energética e climática.
4	4.2.3	Assim, para o caso das termelétricas da Lei no 14.182/2021, o entendimento é de que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento.		
4	4.2.3	Dessa forma, é importante que se discuta desde já no setor a conveniência de se reduzir e/ou simplificar as etapas relativas ao processo licitatório dos ativos de transmissão no sentido de dar maior celeridade na implantação das expansões previstas e reduzir eventuais descompassos entre as datas de entrada em operação dos projetos de geração e dos ativos de transmissão que viabilizam seu pleno escoamento.		Comentário: esta discussão é extremamente importante, trazer melhorias e soluções para reduzir ou eliminar o descasamento dos tempos de implantação de projetos de geração renovável e de projetos de transmissão deve ser definido como prioritário para os estudos de planejamento.
4	4.2.5	Considerando o exposto, entende-se que o aprimoramento do sinal locacional da TUST é fundamental para assegurar o uso mais racional do sistema de transmissão, tendo inclusive o potencial de facilitar/acelerar a integração de		Sugestão: Além disso, estes custos devem ser incorporados nos estudos de expansão da geração, de forma que o sinal locacional seja de fato incorporado

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>novos geradores ao sistema de transmissão, ao agregar competitividade a projetos mais próximos aos grandes centros de carga, notadamente menos dependentes de expressivas expansões da rede.</p>		<p>na cesta de investimentos dos cenários de expansão estudados.</p>
<p><b>4</b></p>	<p>4.2.5</p>	<p>A EPE pode contribuir bastante nas discussões acerca desse tema. Dentro desse contexto, conforme sinalizado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021, entende-se ser oportuno que a TUST passe a ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas conhecidas no sistema.</p>		<p>Dúvida: neste caso os limites das capacidades de intercâmbio entre regiões não deveriam ser dinâmicos, conforme a conjuntura operativa e/ou hidroenergética de cada cenário do modelo de otimização?</p>
<p><b>4</b></p>	<p>Conclusão</p>	<p>Tais estudos, registra-se, vêm sendo realizados considerando novas abordagens de planejamento, tendo em vista a expansão cada vez maior das fontes renováveis a partir do Ambiente de Contratação Livre – ACL, onde há maior dificuldade para o gerenciamento de informações relativas aos montantes e localização da oferta de geração prospectados. Nos estudos em questão, a projeção do montante total de capacidade</p>		<p>Dúvida: quais foram os montantes considerados do ambiente ACL? Qual o critério para seleção de tais montantes? Esses valores foram somados aos incrementos anuais de geração indicativa resultantes do modelo na etapa em que não</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		instalada para essas fontes, no ano horizonte, <b>levou em conta os montantes de potência, em fase de contratação, nesse ambiente de comercialização, além dos incrementos anuais de geração indicativa</b> sinalizados no PDE.		teve visão dessa oferta vinda do ACL?  Solicitamos verificação para uma eventual sobre estimativa de oferta nessa etapa.
7	7.3.2	Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que tratam de projetos possíveis que ainda não foram objeto de leilões para fornecimento de energia elétrica. Tais UTEs indicativas não são consideradas para a simulação da malha de gasodutos de transporte, dado que não possuem localização firme, sendo considerado como premissa que serão instaladas onde houver capacidade de transporte disponível futuramente, ou estarão relacionadas a novas infraestruturas para seu atendimento. Este é o caso das usinas termelétricas para atendimento dos dispositivos da Lei 14.182/2021.		Comentário: Apesar das grandes incertezas associadas a definição locacional das térmicas indicativas e que atendem a Lei 14.182/2021, não as considerar, ainda que de forma prospectiva, para a simulação da malha de transporte de gás deixa o entendimento das necessidades do planejamento muito incompleto. Em específico as térmicas da Lei 14.182/2021, é possível identificar possíveis locais candidatos para a implantação destas usinas e conciliar com a opções técnicas mais viáveis, lembrando que parte do objetivo da Lei é de prover desenvolvimento regional e ampliar a malha para locais onde naturalmente não haveria



CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				viabilidade devido à baixa demanda de gás. Já para o caso das UTEs indicativas, é possível estimar a instalação em locais que possam trazer benefícios globais, do ponto de vista da Geração, Transmissão e transporte de gás, p.ex. pode haver um local onde a instalação térmica reduza a necessidade de investimento em transmissão com um custo menor de ampliação de malha de gás em relação a construção da usina em outro local.

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