

Ministério de Minas e Energia

Resumo quantitativo das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 34/2017														
Origem da contribuição	CAPÍTULO										TOTAL	Incorporadas neste PDE?		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X		NÃO	SIM	
ASSOCIAÇÃO O/INSTITUIÇÃO INDEPENDENTE	ABCM		2	1								3	1	2
	ABDAN			1								1	1	
	ABEEOLICA		1									1	1	
	ABGD			1								1	1	
	ABIAPE		1	6	1						2	10	10	
	ABIOGAS		1									1	1	
	ABIOVE		2						3			5	2	3
	ABRACE	4	8	4	3	5		11	1	1		37	35	2
	ABRAGEL			1								1	1	
	ABRAGET		1	1								2	2	
	ABRAPCH			2	1						1	4	4	
	ABSOLAR			10								10	9	1
	ACENDE BRASIL			2								2	2	
	APINE		2	10			1	1			1	15	13	2
	FMASE			1							2	3	3	
	GREENPEACE			6							1	7	7	
	IBP	1	4	1		1		4				11	10	1
	NOVA POLITICA	1	2	4						5	9	21	19	2
	REFLORE MS			1								1	1	
	UBRABIO								3		1	4		4
UNICA			1								1	1		
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>24</b>	<b>53</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>141</b>	<b>124</b>	<b>17</b>	
EMPRESA	BROOKFIELD			1	2						3	3		
	CELPA/CEMAR				1						1		1	
	CEMIG				1						1		1	
	CEPEL			2							2	1	1	
	CESP	1		10	2							13	12	1
	COGEN			1					1			2	2	
	CPFL		1	6			1				1	9	9	
	EDP	2	6	3	1			7			1	20	20	
	ELEKTRO			1	1						1	3	3	
	ELETROBRÁS CARE			3								3	3	
	ELETROBRÁS DG			8	19							27	25	2
	ELETRONORTE	2	1	12	1						5	21	16	5
	ELETRONUCLEAR			1								1		1
	ENEVA			4	1	2		2				9	9	
	FURNAS			18							2	20	17	3
	GAIA			1								1		1
	GE			6				1				7	7	
	KOBLITZ		1	7				1				9	9	
	LOGUM								1			1		1
	ORION			1								1	1	
	PETROBRAS		3	6		1	5	2	5	2		24	20	4
	SAESA			2								2	2	
	STANHOPE			1								1	1	
	TBG							5				5	5	
	TRADENER			2	1							3	3	
	VOITH			2								2	2	
	WEG		1	3							3	7	6	1
<b>TOTAL</b>	<b>5</b>	<b>21</b>	<b>112</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>198</b>	<b>177</b>	<b>21</b>	
GOV.	MME		2								2	2		
	SEM/SP			3	1	8	2	10		1		25	25	
	<b>TOTAL</b>		<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>10</b>		<b>1</b>		<b>27</b>	<b>27</b>	
PARTICULAR/ACADEMIA	FGV									2	2	2		
	PESSOA FÍSICA			1						1	2	2		
	PROF. LIBERAL			3							3	3		
	UFRJ/COPPE/IVIG	3	7		1			1		3	16	11	5	
	UFRJ/GESEL			3							3	3		
	UFRGS									1	1	1		
	USP	1	7	9		3	1			1	10	32	27	5
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>1</b>			<b>4</b>	<b>59</b>	<b>49</b>	<b>10</b>	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>15</b>	<b>61</b>	<b>184</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>45</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>41</b>	<b>425</b>	<b>377</b>	<b>48</b>	

Ministério de Minas e Energia

Relatório de Análise das Contribuições da Consulta Pública nº 34/2017

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
1.001	USP	Página 30 Espera-se que o crescimento industrial ocorra nas indústrias de alimentos e bebidas, papel e celulose. Somente esses? Quais os riscos e consequências em sustentar um PIB crescendo em 2,5% a.a.?	N	O texto menciona esses setores como destaque de crescimento do consumo, mas não são os únicos setores que apresentam crescimento na produção. Em relação aos riscos, as projeções de demanda de energia são sensíveis ao crescimento econômico esperado, portanto alterações na trajetória de PIB ou em sua desagregação setorial poderiam impactar as expectativas de consumo e, conseqüentemente, a necessidade de expansão de oferta de energia.
1.002	ELETRONORTE	Incluir nota de rodapé: "As projeções demográficas da EPE têm como base a projeção do IBGE, constante em IBGE (2012), no entanto a primeira usa como base 30 de dezembro, enquanto a segunda adota 01 de julho. Mais detalhes sobre as projeções populacionais da EPE estão disponíveis na Nota Técnica Cenário Econômico 2050, publicada em setembro de 2015." Corrigir o link: <a href="http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PNE2050_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf">http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PNE2050_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf</a>	S	Houve erro ao inserir o link.
1.003	ELETRONORTE	Corrigir o link: <a href="http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT%20DEA%2009-17%20Cen%C3%A1rio%20macroecon%C3%B4mico_2017-2026_VF_20170524.pdf">http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT%20DEA%2009-17%20Cen%C3%A1rio%20macroecon%C3%B4mico_2017-2026_VF_20170524.pdf</a>	S	Houve erro ao inserir o link.
1.004	IBP	Fazer referência à NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026).	S	As análises destes setores estão mais detalhadas na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026).
1.005	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 22: no gráfico 5 (box 1.1) seria mais interessante que o ano base adotado fosse 2016, ao invés de 2015.	S	Agradecemos pelas contribuições recebidas.
1.006	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 24: no gráfico 6 o ano referência (patamar 100) deveria ser 2016 e não 2006. Ou seja, ainda que seja apresentada a evolução dos PIB setoriais desde 2006, seria muito mais interessante que as curvas fossem construídas considerando 2016 = 100.	S	Ressaltamos que há maior detalhamento sobre as trajetórias dos setores na nota técnica NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE.
1.007	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 26: para o gráfico 8 repete-se a sugestão do item anterior.	S	Ressaltamos que há maior detalhamento sobre as trajetórias dos setores na nota técnica NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE.
1.008	CESP	O crescimento médio do PIB brasileiro considerado no PDE 2026 foi de 2,5 % a.a. no período decenal, sendo 0,5 % para o ano de 2017 e 1,8 % para o ano de 2018. Os valores para os anos de 2017 e 2018 estão alinhados com a expectativa do mercado, apresentado no relatório Focus. Para os demais anos é incerto fixar um crescimento em torno de 3 %, pois quanto maior o horizonte da previsão, maiores são as incertezas em relação ao cenário político brasileiro e transformações nas relações geopolíticas e econômicas entre os países.	N	Quanto mais amplo o horizonte de projeção, realmente, maior é a incerteza envolvida. As premissas que permitem alcançar um crescimento mais robusto no segundo quinquênio são apresentadas com mais detalhes na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE. Além disso, as projeções para o horizonte como um todo estão compatíveis com as de outras instituições que disponibilizavam essas informações no momento de elaboração desse estudo.
1.009	ABRACE	parece superestimado o crescimento econômico estimado pela EPE, ao mesmo tempo em que não parecem fortes suficientes os argumentos apresentados para justificar um percentual tão elevado. Nos últimos seis anos (2011-2016) a economia brasileira teve, em média, um crescimento econômico de 0,33% a.a. Enquanto o PDE estima um crescimento médio de 2,5% a.a. ao longo do horizonte de análise, as estimativas do Fundo Monetário Internacional indicam que entre os anos de 2017-2022 haverá um crescimento médio do PIB brasileiro de 1,7% a.a. percentual bastante inferior à projeção da EPE. O Banco Central projeta um percentual próximo de 2% a.a para o mesmo período.	N	Para o período 2017-2022, a taxa média de crescimento do PIB no cenário EPE é de 2,1% a.a., portanto não difere significativamente das projeções do FMI e do Banco Central. As premissas que permitem alcançar um crescimento mais robusto no segundo quinquênio são apresentadas com mais detalhes na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026). Além disso, as projeções para o horizonte como um todo estão compatíveis com as de outras instituições que disponibilizavam essas informações no momento de elaboração desse estudo.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
1.010	ABRACE	tão importante quanto as expectativas de investimento do setor privado estão as perspectivas em relação à evolução da produtividade econômica e das contas pública, notadamente o resultado primário e a evolução da dívida bruta que também são indicadores econômicos relevantes para estimar a evolução da economia de um país. Estes indicadores não foram considerados na análise das premissas gerais elaborada pela EPE.	N	Indicadores referentes às Contas Públicas são contemplados na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE, onde o cenário econômico é apresentado com maiores detalhes.
1.011	ABRACE	tanto o setor agropecuário como o da indústria extrativista são influenciados fortemente pela evolução econômica internacional, que deve considerar também a competitividade relativa da indústria brasileira. No entanto, o PDE não apresenta qualquer indicador de eficiência produtiva que possa ter sido considerado nesta estimativa e a projeção cambial.	N	São adotadas premissas de câmbio com gradual depreciação nominal ao longo do horizonte, conforme descrito na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026). Para o cenário, considera-se que os projetos em extrativa mineral e extração de petróleo e gás mapeados para o horizonte possibilitarão uma expansão mais significativa da produção desses setores, os quais já possuem bom posicionamento no mercado internacional. Já para a agropecuária, considera-se a expansão prevista no relatório do MAPA "Projeção do Agronegócio Brasil - 2015/2016 a 2025/2026" para os principais produtos agropecuários brasileiros, como soja, milho, carne, café, entre outros.
1.012	ABRACE	Dados do Banco Central (2017-2022) indicam uma desvalorização da taxa cambial de 9% em termos absolutos, o que denota o risco de as projeções contempladas no PDE 2026 não se realizarem.	N	O cenário EPE tem com premissa a manutenção de um câmbio real constante. Por conta do diferencial entre inflação interna e americana, é considerada uma depreciação nominal, alcançando uma taxa média de R\$3,94 em 2026.
1.013	NOVA POLÍTICA	Avalia-se como necessária a ampliação de estudos de demanda de âmbito nacional, onde poderiam existir não apenas diferentes projeções do produto interno bruto (PIB), mas situações em que poderiam ser discutidas e tratadas mudanças estruturais, ora em curso, nos setores industriais, residenciais, etc.	N	As sugestões serão avaliadas para possível incorporação nos próximos ciclos.
1.014	EDP	Com relação ao cenário econômico mundial, o momento é de grande incerteza devido a alguns fatores como a política internacional norte-americana, a instabilidade na zona do Euro após a saída da Grã-Bretanha da União Europeia, a desaceleração do crescimento da China, entre outras questões.	N	Tais questões foram incorporadas no cenário econômico e são descritas mais detalhadamente na nota técnica NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE.
1.015	EDP	Já com relação ao mercado brasileiro, o cenário político e econômico atravessa um período instável, com elevada taxa de desemprego, deterioração da renda per capita e desinvestimentos em setores estratégicos.	N	Tais questões foram incorporadas no cenário econômico e são descritas mais detalhadamente na nota técnica NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026), disponível no site da EPE.
2.001	ABCM	<p>Página 30</p> <p>A cerca do parágrafo "Sob a ótica do consumo por fonte, o gás natural é a única fonte fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. As demais fontes fósseis, notadamente o carvão mineral e derivados, além dos derivados de petróleo, têm redução de importância no período em análise".</p> <p>Comentário ABCM. Quanto ao uso industrial. Todas fábricas de revestimentos cerâmicos através do processo de via úmida estabelecidas na região de Criciúma utilizam carvão mineral nos seus spray driers. Apenas a Cerâmica Elizabeth faz uso de coque de petróleo. A Portobello ainda não usa o carvão, devido ao valor do frete.</p> <p>Neste processo de secagem da massa cerâmica, é gasto cerca de 35% do consumo total de calor destas fábricas. Para cada m2 de revestimento cerâmico são consumidos 2,1 a 2,7 kg de carvão mineral, dependendo do tipo de produto (azulejos ou porcelanatos, respectivamente). A produção brasileira de revestimentos no processo via úmida é de cerca 23 milhões de m2 mensais. Algumas indústrias no interior de SP e NE utilizam coque verde de petróleo. Portanto no setor industrial, o gás natural competirá com as fontes domésticas e locais, como é o caso do carvão mineral. Como há limitações de fornecimento gás natural no sul do Brasil, a produção gás sintético a partir do carvão deveria ser considerada no período de planejamento do PDE, pois existem projetos em desenvolvimento de produção de gás de síntese no Rio Grande do Sul que poderiam atender o mercado ceramista e industrial regional de forma competitiva.</p>	N	As possibilidades de penetração do gás natural por setor são analisadas regionalmente, segundo a existência de malha, competindo com outras fontes energéticas segundo critério de limites de consumo de energia útil. Ou seja, fazemos a análise regional para o GN e a nacional para as demais fontes. A consolidação da demanda por fonte é feita para o Brasil, já considerando as substituições do GN. Não há a ótica com detalhes regionais para as demais fontes.
2.002	ABCM	<p>Página 49</p> <p>Comentário ABCM. Adicionar que é a substituição ao carvão vegetal na passagem "... Destacam-se o crescimento do GLP em função da substituição parcial da lenha e do carvão vegetal, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural o gás natural que deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas".</p>	S	OK. Será corrigido na versão final.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.003	ABEEÓLICA	Demanda de Energia Os desafios de conjuntura econômica que vem sendo enfrentados pelo Brasil colocam-nos de frente a realidade de que os dados de crescimento de carga que vinham sendo apresentados até o PDE 2024 estariam demasiadamente conservadores. Por esta razão entendemos como positivo o cenário de referência traçado para o PDE 2026, cuja carga é 1,9 GW inferior a carga apresentada no PDE 2024. Se considerarmos o cenário alternativo (mais otimista que o de referência) ainda é possível visualizar a racionalidade adotada, já que a carga permanece abaixo da estimada no PDE 2024.	N	Não se aplica.
2.004	ABIAPE	O PDE 2026 prevê a interligação de Boa Vista, a última capital de Estado isolada do SIN. Considerando os problemas e as discrepâncias observadas entre os custos esperados e os realizados como as últimas interligações de sistemas isolados ao SIN, a ABIAPE recomenda atenção no planejamento. Deve-se, ao máximo, adequar o planejamento à realidade do sistema isolado, para que os resultados não sejam frustrados. Também deve-se ponderar cenários de sensibilidade em relação à expansão de referência, incluindo atrasos nos cronogramas de expansão ou outras eventualidades.	N	O PDE trabalhou com a última data de interligação informada pelo setor elétrico à época da elaboração dos estudos decenais.
2.005	ABIOGÁS	No setor de alimentos, por sua vez, os Estados da região sul e centro-oeste apresentam grande potencial de biogás a partir de resíduos da agropecuária. Tendo isso em vista, os Estados, a exemplo de Santa Catarina, têm anunciado iniciativas estaduais de grande impacto na geração de energia a partir do biogás, que devem deverão ser propulsoras desse energético em diversas escalas.	N	Estamos atentos a essas possibilidades. Entretanto, este tipo de iniciativa é mais bem analisado nos estudos de longo prazo.
2.006	ABIOVE	Pág. 37 – “A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 7,0%, em 2016, para 11,0%, em 2026”.	N	"Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei, com a mistura B10 aprovada nos testes até 2018 e implantada naquele mesmo ano. A partir de então haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel visando atingir 15% em 2025, como parte das contribuições para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris."
2.007	ABIOVE	2. Também está em discussão avançada no Conselho Nacional de Política Energética a antecipação da mistura de B10 para março de 2018. A sugestão da ABIOVE é considerar um cenário em que o B10 entre em vigor a partir de março de 2018. 3. Também está em discussão a implementação de aumentos graduais da mistura obrigatória de B11 a B15 de 2019 a 2025. A sugestão da ABIOVE é que seja considerado um cenário que contemple esses aumentos da mistura obrigatória do biodiesel.	N	"Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei, com a mistura B10 aprovada nos testes até 2018 e implantada naquele mesmo ano. A partir de então haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel visando atingir 15% em 2025, como parte das contribuições para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris."
2.008	ABRACE	O Cenário Econômico de referência considera a elasticidade-renda do consumo de energia em 0,76, e a elasticidade-renda do consumo de eletricidade em 1,51 (média para o horizonte decenal). Assim, considerando o crescimento do PIB indicado pela EPE, 2% a.a e 2,9% a.a, para o 1º e 2º quinquênio, respectivamente, percebe-se que há consistência na projeção ao estimar o crescimento de eletricidade em proporção maior ao PIB: 3,4% a.a e 4% a.a. neste mesmo período. Já para a elasticidade-preço da demanda, não há qualquer estimativa.	N	A elasticidade-preço não é um indicador explicitamente considerado na modelagem atual da demanda e é um importante aperfeiçoamento a ser estudado, em um processo que deve envolver a análise dos custos de oportunidade de suprimento energético do consumidor, incluindo autogeração, resposta pela demanda, etc.
2.009	ABRACE	Além disso, dado que a estimativa de demanda de energéticos é incerta e que é necessário garantir a segurança do abastecimento, é razoável supor que os estudos de planejamento adotem algum mecanismo para evitar que a demanda seja subestimada. No entanto, não há nenhuma referência explícita a esse aspecto. Por isso, caso exista alguma margem de segurança adotada na previsão da demanda, pedimos que o PDE explicitasse esse parâmetro	N	Neste ciclo de projeções do PDE 2026, foram realizadas análises de sensibilidade para a economia e demanda, para casos de uma trajetória de PIB mais alta. No caso da eletricidade, os resultados gerais foram expostos no Capítulo 2.
2.010	ABRACE	Por exemplo, destaca-se o aumento da participação do etanol na matriz energética, combustível cuja competitividade está fortemente ligada aos preços da gasolina, combustível substituto para uma parte importante da frota de veículos leves. No entanto, o PDE não apresenta estimativas de elasticidade-preço cruzada da demanda entre esses energéticos substitutos.	N	A elasticidade-preço (própria ou cruzada) não é um indicador explicitamente considerado na modelagem atual da demanda. A abordagem utilizada é discutida na Nota Técnica "Avaliação do Comportamento dos Usuários de Veículos Flex Fuel no Consumo de Combustíveis no Brasil".

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.011	ABRACE	As projeções de demanda para o gás natural também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade. Mesmo a EPE considerando uma banda de preços para o gás, variando entre o preço de disponibilização – que por sua vez leva em consideração o risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado – e os preços do GNL não há o detalhamento das premissas e metodologias que foram utilizadas para estimar a curva de demanda apresentada. O gás natural é um energético que pode substituir ou ser substituído por outros, então a análise de competitividade entre o gás e outros energéticos faz-se relevante para a projeção da demanda. Sendo assim, seria desejável que a EPE apresentasse maior detalhamento da metodologia e dos dados que foram utilizados para estimar a demanda por gás natural no horizonte considerado.	N	Nem todos os parâmetros de incerteza foram escolhidos para análises de sensibilidade. Estudaremos a possibilidade de elaboração de uma análise de sensibilidade neste caso. Quanto ao detalhamento da metodologia, divulgaremos oportunamente as notas metodológicas para disponibilização no site da EPE.
2.012	ABRACE	Do mesmo modo resente-se de maiores detalhes sobre as considerações da EPE em relação à redução da geração térmica esperada para o horizonte de análise. Como o despacho térmico é impactado por variáveis difíceis de prever, como as condições hidrológicas, mesmo para um horizonte de análise de curto/médio prazo, seria desejável que a EPE apresentasse cenários de sensibilidade para a demanda térmica, considerando estas variações. Além disso, a demanda de gás natural para geração termelétrica se restringe à geração para complementar a ponta. Esta premissa parece ir na contramão do que se espera a partir da entrada cada vez maior de fontes de geração intermitentes, o que demandaria mais geração na base de térmicas nos próximos anos, principalmente a gás na regularização do sistema.	N	O balanço de gás natural e as simulações são realizados considerando estresse máximo relativo do sistema, ou seja, adotando a demanda máxima projetada de gás natural para uso em termelétricas. Sendo assim, já se tratam de situações com hidrologia desfavorável. A demanda termelétrica para atendimento de ponta (UTEs indicativas Ciclo Aberto) é apresentada em um gráfico separado, e comentada no Box 7.1. Neste caso, o gás natural seria uma das alternativas elegíveis para o atendimento (outras alternativas são apresentadas no Capítulo III).
2.013	ABRACE	Ademais, o gráfico que ilustra a projeção do consumo não parece estar coerente com a projeção do balanço entre oferta e demanda de gás natural apresentado no Capítulo 7. Enquanto no Gráfico 20 a EPE ilustra um consumo total de 46,2 MMm <sup>3</sup> /dia para 2026, no Gráfico 74 a demanda esperada – considerando o despacho médio – é próxima de 70 MMm <sup>3</sup> /dia. Sendo assim, seria desejável que a EPE esclarecesse a razão desta diferença, divulgando a base de dados utilizadas no cálculo da previsão de consumo de cada setor.	S	Esta questão será corrigida na versão final do PDE 2026.
2.014	ABRACE	Nas previsões de demanda por energia elétrica, chama a atenção a premissa adotada pelo PDE de que no primeiro quinquênio do horizonte as perdas se manterão constantes devido a uma dificuldade de realização de investimentos para combatê-las. Considerando que a regulação setorial é desenhada para que as concessionárias de distribuição invistam no combate às perdas e que em algumas distribuidoras as perdas verificadas estão muito acima das perdas regulatórias, seria coerente prever redução de perdas ao longo de todo o horizonte decenal. A adoção de premissa de perdas constantes ao longo dos cinco primeiros anos parece sinalizar que é necessário adotar um tratamento regulatório mais rigoroso com as perdas, especialmente as não técnicas, para garantir uma efetiva trajetória de redução enquanto existirem distribuidoras que não atendem os níveis estabelecidos.	N	O cenário de perdas é coerente com o cenário econômico adotado. No primeiro quinquênio, há uma gradual retomada do crescimento econômico, havendo maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha constante. Já na segunda metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam à redução das perdas". Cumpre destacar que também foi instaurado um grupo de estudos envolvendo EPE, MME, ONS, CCEE e ANEEL para um melhor detalhamento das "perdas e diferenças", assim como para um desenvolvimento de metodologia adequada para projeção desta parcela por subsistema elétrico.
2.015	ABRACE	Outro ponto em que as premissas poderiam ter sido melhor detalhadas está na projeção de demanda de energia elétrica da indústria: o PDE destaca alguns setores industriais que devem liderar a retomada da atividade econômica, mas não detalha qual foi o critério para estimar a evolução de cada setor – esta informação é relevante para avaliar a projeção de demanda apresentada. Ademais, considerando que a energia elétrica é um insumo que representa um custo importante para vários setores industriais, seria interessante apresentar estimativa de elasticidade-preço da energia elétrica para o setor industrial.	N	Divulgaremos oportunamente as notas metodológicas para disponibilização no site da EPE. Quanto à elasticidade-preço, este indicador não é projetado diretamente a partir da modelagem de demanda.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.016	ABRAGET	<p>(...) Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos. A ABRAGET acredita que às observações apresentadas acima estão em ordem inversa ao que se espera do despacho das termelétricas no período de análise. Existe um potencial relevante associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta. Neste contexto, é importante garantir a expansão da oferta de Gás Natural. A ABRAGET apresentou suas preocupações e recomendações no Programa Gás para Crescer (...). Nas propostas foram destacados os principais aspectos físicos e comerciais referentes ao suprimento de gás natural para a termoeletricidade, considerando seus riscos e suas limitações. (...) Observa-se o agravamento das incertezas e o indicativo da maior necessidade de requisitos atribuídos a UTEs movidas a gás natural, considerando-se que já está em curso uma maior diversificação da, já elevada, participação das fontes renováveis na matriz elétrica e, de forma concomitante, a expansão com base em usinas hidrelétricas que não possuem reservatórios de acumulação (usina a fio d'água). (...) Esta contratação de forma flexível de gás natural impõe riscos relevantes aos agentes da cadeia de suprimento de diferentes maneiras, considerando as características da indústria de gás natural no Brasil, marcada por produção de gás associado, pela alta concentração de mercado, pela presença de contratos de longo prazo com compromissos de volume e reserva de capacidade de transporte, pela baixa liquidez de transações e inexistência de referências de preços de curto prazo. Adicionalmente, no que tange ao modelo de expansão do setor, a exigência, nos leilões de energia, de lastro de gás para despacho máximo ao longo de todo o horizonte de contratação, sem a contrapartida de contratação de um volume mínimo (ToP) e a contratação da movimentação do gás (SoP), faz com que o suprimento de gás a partir de fontes locais (associado e não associado) se torne de difícil viabilização. Nesse contexto, o GNL tem sido a principal fonte de suprimento para as termelétricas nos últimos anos, sobretudo por ser uma fonte capaz de compatibilizar as incertezas de demanda decorrentes do sistema hídrico do país. Contudo, alguns aspectos críticos merecem atenção, no que tange à alocação de riscos e ao equacionamento do suprimento de forma sustentável, e dificultam o suprimento de gás para o segmento termelétrico no Brasil, ainda que através de GNL.</p>	N	Para o horizonte de mais curto prazo os resultados do plano são afetados pela condições iniciais da simulação (níveis de armazenamento e aflúncias passadas) e pela reversão à média das vazões que é característico do modelo hidrológico utilizado no modelo de despacho hidrotérmico. O próprio plano chamou a atenção deste fenômeno em uma de suas sensibilidades. Agradecemos pelas contribuições da Abraget sobre o modelo comercial para a contratação de térmicas. Estes temas estão sendo endereçados em forums de discussão específicos, com a participação da EPE
2.017	APINE	A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,5% aa no cenário de referência e 4,3% aa no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial. Na segmentação do mercado, os incrementos das classes comercial e residencial devem apresentar crescimentos mais brandos em relação à indústria, que deverá crescer com mais vigor, se aproveitando da alta capacidade ociosa atual, e com forte expansão de consumo atendido via autoprodução.	N	Em ambos os cenários, a classe industrial é a que apresenta o menor crescimento, movimento coerente com o visto nos últimos anos (mesmo com menor expectativa de expansão do setor comercial) e com os vislumbrados para os grandes consumidores de eletricidade, mesmo considerando-se a retomada de utilização da capacidade instalada. Entretanto, a grande participação da classe industrial no consumo de eletricidade faz com que tenha grande impacto na expansão do consumo elétrico. De fato, no cenário alternativo, o País cresce mais, em grande medida por conta da indústria, que registra maior consumo de eletricidade, como consequência. Adicionalmente, no cenário alternativo, é natural que haja uma maior expansão do consumo de energia elétrica advindo de autoprodução clássica.
2.018	APINE	Por fim, como sugestão de apresentação, a parte descritiva e metodológica dos estudos de resposta da demanda e modelagem do atendimento da demanda máxima poderiam estar neste capítulo, ainda que estes temas sejam utilizados no capítulo "Geração de Energia Elétrica".	N	Nos estudos do PDE, ainda não há metodologia que aborde aspectos de resposta da demanda. Quanto ao detalhamento da metodologia da projeção da demanda máxima, divulgaremos oportunamente as notas metodológicas para disponibilização no site da EPE.
2.019	CPFL	<p>2.1 PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA</p> <p>A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados. A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,5% a.a. no cenário de referência e 4,3% a.a. no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial.</p>	N	Em ambos os cenários, a classe industrial é a que apresenta o menor crescimento, movimento coerente com o visto nos últimos anos (mesmo com menor expectativa de expansão do setor comercial) e com os vislumbrados para os grandes consumidores de eletricidade, mesmo considerando-se a retomada de utilização da capacidade instalada. Entretanto, a grande participação da classe industrial no consumo de eletricidade faz com que tenha grande impacto na expansão do consumo elétrico. De fato, no cenário alternativo, o País cresce mais, em grande medida por conta da indústria, que registra maior consumo de eletricidade, como consequência. Maiores detalhamentos das premissas podem ser obtidos na Nota Técnica DEA 001/17 - Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026), disponível no site da EPE.
2.020	EDP	No curto prazo, pode existir certa rigidez no consumo em setores de infraestrutura, devido às transformações que devem ser feitas para se elevar rapidamente o consumo. No entanto, de forma um pouco diferente da EPE, a EDP entende que a maior eficiência energética pode fazer com que a elevação da renda não se traduza em elevação de consumo com a velocidade proposta pela EPE.	N	Considera-se que a eficiência seja introduzida de forma gradual no PDE. Estudos na EPE estão em desenvolvimento para melhor detalhamento e monitoramento da evoluçãoda eficiência energética.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.021	EDP	No que diz respeito ao consumo de energia pelo setor Industrial, a EPE destaca que o gás natural é o único combustível fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. No entanto, pode-se questionar como o consumo de gás natural poderia crescer tendo em vista que, pelas projeções do PDE 2026, os principais setores de consumo do gás natural, Cerâmica e Ferro-gusa, estão com consumo declinante. Pela Figura 1, observa-se que esses dois setores, juntamente com Química, correspondem aos segmentos que mais demandam gás natural. Química, no entanto, tem tido consumo declinante entre 2011 e 2016, deixando o crescimento a cargo especialmente do setor de Ferro-gusa. Nesse contexto, sugere-se que a EPE considere a introdução do gás natural nos demais setores em expansão, como Papel e Celulose, que ainda apresentem valores incipientes de consumo de gás.	N	No horizonte decenal há realmente uma tendência declinante de consumo de energia como um todo no setor Químico. Em relação a demanda de gás natural, a Química tem apresentado uma média constante no histórico dos últimos 10 anos em torno de 2200 mil tep. Inclusive dentro deste quinquênio 2011-2016, em 2015 (2222 mil tep), houve uma retomada de patamar de consumo na mesma ordem de grandeza de 2012 (2.218 mil tep). O Gás Natural apresenta ganhos de participação em Mineração e Pelotização, Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose e em Outros. O consumo do Gás Natural cresce baseado no deslocamento de outros energéticos, em especial os com maiores emissões de CO2, como biomassa, carvão mineral e derivados de petróleo. Tal substituição ocorre por uma série de fatores, entre eles aumento da disponibilidade e maiores restrições ambientais.
2.022	EDP	Na matriz energética do segmento de Transportes, a eletricidade se mantém com baixa participação segundo as projeções do PDE 2026, embora esteja reconhecido que o modal ferroviário assumirá participação crescente na matriz de atividade de cargas, passando de 27,2% para 31,4% no período de projeção. A EDP considera que o crescimento do transporte ferroviário de passageiros, o qual é eletro-intensivo, deveria ser incluído nas projeções. Segundo estudo da CNT (2016) <sup>1</sup> , as regiões metropolitanas no Brasil têm um déficit de 850 km de malha de metrô e trens de passageiros. Apenas no Estado de São Paulo, entre 2017 e 2018, está previsto um acréscimo de 23 km de rede de malha de metrô. A partir de dados de consumo disponibilizados pela ANEEL na área de concessão do metrô paulistano <sup>2</sup> , cada 1 km de linha consome 10 GWh ao ano. Dessa forma, poderia ser adicionado na previsão do PDE 230 GWh apenas em 2018. Se considerado o suprimento de todo o déficit da malha, de 850 km, até 2026, se deveria acrescentar 8,5 TWh ao consumo de eletricidade no período, possivelmente alterando a participação da eletricidade na matriz energética do setor de Transportes.	N	Devido à crise atual, à devolução de concessões, à falta de recursos dos estados e à consequente queda de investimentos públicos, muitos dos projetos que estavam previstos para os próximos anos foram adiados. Além disso, como a análise do PDE concentra-se no uso de energia, a simples construção de infraestrutura ou parte dela não implica necessariamente em incremento da demanda energética. Como exemplo, a Ferrovia Norte Sul teve um trecho construído que permaneceu dois anos sem uso. Especificamente para o transporte metro-ferroviário de passageiros em São Paulo, consideramos a segunda fase da linha 4 amarela entrando em operação em 2018 (2,8 km), a expansão da linha 5 entrando em operação em 2020 (11km) e a linha 6 entrando em operação em 2022 (15,3 km). Cabe indicar, ainda, que, há importante penetração dos sistemas BRT no País, em complemento aos sistemas de alta capacidade. Considerando tudo isso, projeta-se a entrada em operação de projetos metro-ferroviários de uma extensão média de 30 km ao ano no Brasil. Essa expansão da malha metro-ferroviária, aliada a um aumento da intensidade de uso da malha atual, faz o gasto energético projetado desse modo subir 4% a.a., de 185,7 mil tep para 275.1 mil tep entre 2016 e 2026.
2.023	EDP	Em contrapartida, entende-se que, de forma diferente à apresentada no PDE, a participação dos Transportes no segmento de gás natural pode ser declinante. Ito et al (2009) identificaram que o gás natural nos Transportes no Brasil se comporta como um bem inferior. Quanto maior a renda do consumidor, menos ele consome gás natural. Portanto, era de se esperar, dada a previsão de PIB crescente contida no PDE, uma redução do consumo de gás natural nos Transportes.	N	Considera-se no horizonte do PDE, o aumento da demanda por mobilidade, tendo em vista o crescimento da renda per capita, além do crescimento da frota de veículos que percorrem distância média diária acima de 50 km (expansão do UBER, por exemplo). Estes fatores proporcionam maior atratividade da conversão dos veículos para o GNV.
2.024	EDP	Por fim, a EDP entende que com a convergência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) paga entre as Regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, além da divergência entre níveis de tensão (AT/MT/BT), é possível que haja estímulo adicional para a indústria do Sudeste ampliar seu consumo. Assim, ao invés do Sul/Sudeste perderem participação no consumo, como esperado pela EPE, a convergência da CDE entre Regiões e a divergência entre tensões podem ter efeito neutralizador.	N	Economicamente, espera-se que haja um crescimento maior dessas regiões (N/NE/CO) em virtude da diferença do nível de desenvolvimento atual, além disso, as regiões Norte e Centro-Oeste apresentarão crescimento populacional acima da média. Desta forma, os subsistemas Norte e Nordeste ganham participação neste período, muito embora se espere crescimento do consumo do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no período decenal maior que os dos demais subsistemas em termos absolutos. A convergência da CDE não é suficiente para neutralizar esses efeitos.
2.025	EDP	A EDP sugere revisão das premissas de demanda para que: A velocidade de elevação da elasticidade-renda leve em conta a redução do consumo derivada de maior eficiência energética até 2026; Se especifique o avanço do consumo de gás natural nos segmentos Industriais de consumo crescente; Seja considerado o aumento de consumo de energia elétrica na matriz de Transportes com o aumento dos km de rede de metrô e trens de passageiros; Seja revisto o impacto do crescimento no PIB sobre o consumo de gás natural no segmento de Transportes, sendo o gás natural veicular um bem inferior; Se considere os efeitos da CDE sobre o consumo das Regiões.	N	Foram analisadas diversas questões no decorrer dos estudos que balizaram a elaboração das projeções do PDE. As questões levantadas serão analisadas nos próximos ciclos de elaboração do PDE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.026	ELETROBRÁS DG	<p>2 Demanda de Energia</p> <p>Ø Considerações de forma e conteúdo:</p> <p>• Na tabela 4 da página 44, intitulada "SIN e Subsistema: Carga de energia", verifica-se que há divergências entre os valores do PDE 2026 e os valores constantes no deck Newave, do mercado de referência. Seria interessante que a EPE explicasse as razões para tais diferenças de projeção do deck em relação ao PDE 2026. Nota-se que já em 2016 existe uma diferença de 22 MWmédios.</p> <p>Abaixo, são expostas as diferenças da carga de energia em cada período:</p> <p>Carga de Referência da EPE (PDE 2026):</p> <p>2016 – 64.636 MWmédios;</p> <p>2021 – 76.000 MWmédios;</p> <p>2026 – 91.160 MWmédios.</p> <p>Deck Newave (Carga de energia cenário de referência):</p> <p>2016 – 65.829 MWmédios (diferença : 1.193 MWmédios);</p> <p>2021 – 77.752 MWmédios (diferença : 1.752 MWmédios);</p> <p>2026 – 92.416 MWmédios (diferença : 1.256 MWmédios).</p> <p>Mesmo após a retirada dos valores relativos ao mercado da Itaipu/ANDE da carga de referência, encontraram-se divergências nos valores apresentados no PDE em relação aos verificados no arquivo do Deck do Newave, como mostrados abaixo.</p> <p>Deck Newave (Carga de energia cenário de referência sem Itaipu/ANDE):</p> <p>2016 – 64.614 MWmédios (diferença absoluta : 22 MWmédios);</p> <p>2021 – 75.912 MWmédios (diferença absoluta : 88 MWmédios);</p> <p>2026 – 90.624 MWmédios (diferença absoluta : 536 MWmédios).</p> <p>Comentário: Tendo em vista os valores expostos acima, sugerimos verificar/esclarecer os motivos das diferenças mencionadas.</p>	S	A demanda utilizada nas simulações considera, além da projeção de carga da ANDE, como identificado, o abatimento de geração distribuída.
2.027	ELETROBRÁS DG	<p>Outra questão é que no Plano Decenal 2026 é prevista a interligação de Boa Vista somente em 2023. Nas páginas 60 e 67 da Nota Técnica "Projeção de Demanda DEA NT001/17" – tabelas 17 – "Subsistema Norte - Consumo de eletricidade na rede (GWh)" e 24 – "SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)", respectivamente, indicam na nota de rodapé "Nota: considera a interligação de Boa Vista a partir de Janeiro/2023". Entretanto, ao analisar os valores incrementais, observa-se que os maiores acréscimos na carga ocorrerão nos anos de 2021 e 2022, subentendendo-se que a interligação estaria ocorrendo nesse período. Este detalhamento não consta no PDE 2026 de forma clara, apenas é informado na página 44, que o aumento da carga do SIN é explicado em parte pela influência da interligação do Sistema Boa Vista.</p> <p>Comentário: Solicita-se esclarecimento sobre o conflito entre o acréscimo da carga e a interligação do Sistema Boa Vista, ocorridos em períodos divergentes.</p>	N	O crescimento adicional nos anos de 2021 e 2022 se dá por conta do cenário de retomada de alguns grandes consumidores, em especial de alumínio primário.
2.028	ELETROBRÁS DG	<p>No caso do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE existe, ao final do presente documento, uma lista de referência. Observa-se, porém, no caso das informações sobre demanda de energia elétrica (sintetizadas de forma incompleta no cap. 2 do PDE 2026), que as referências utilizadas não estão citadas em tal lista. São elas: Nota Técnica DEA 001/17 e Nota Técnica DEA 009/17 da série Estudos Econômicos da EPE, intituladas, respectivamente, "Projeções da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 Anos (2017-2026)" e "Caracterização do Cenário Econômico para os Próximos 10 Anos (2017-2026)".</p> <p>Comentários:</p> <p>ü Seria interessante detalhar, nos seus capítulos, tais referências.</p> <p>ü Da forma como se encontra, o PDE 2026 para consulta pública está muito resumido, dificultando o aprofundamento na compreensão de algumas explicações sobre a evolução de indicadores e cenários.</p>	N	Divulgaremos oportunamente as notas metodológicas para disponibilização no site da EPE.
2.029	ELETROBRÁS DG	<p>Na página 42, gráfico 21, referente à Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção Decenal existe uma não conformidade no resultado da elasticidade para o período de 1980-1990, onde se lê 3,75, a conta resultaria em 3,69. Acredita-se que seja em função de arredondamentos.</p> <p>Comentário: Solicita-se explicitar o número de casas decimais utilizadas de forma que se possa reproduzir o que está apresentado como resultado na figura.</p>	N	De fato, refere-se a arredondamentos no gráfico.
2.030	ELETROBRÁS DG	Na página 49 há repetição entre o 3º e 4º parágrafos.	S	Será corrigido na versão final.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.031	ELETROBRÁS DG	Na página 44 do PDE, indica uma taxa média de crescimento do SIN, no período 2016-2026, para o cenário de referência, no valor de 3,5%, contudo na página 83, Capítulo 3 – Geração, item 3.5.2.1 – “Expansão para o cenário alternativo de demanda” - a taxa de crescimento para o mesmo período é de 3,7% ao ano para o referido cenário. Comentário: Não são apresentadas no PDE as informações detalhadas do Cenário Alternativo de Demanda. Solicita-se apresentar maiores explicações de como se chegou a este cenário.	N	No Capítulo 2, a carga de energia projetada é a “Carga plena”. No Capítulo 3, a demanda utilizada nas simulações de expansão da geração considera a projeção de carga da ANDE e o abatimento de geração distribuída. Deixaremos isso mais claro no texto do Capítulo 3. A trajetória alternativa de economia e demanda foram tratados pontualmente apenas com sensibilidades. Detalhamento adicional da trajetória alternativa da demanda é exposto em “box” da NT DEA 001/17
2.032	ELETROBRÁS DG	Página 44 do PDE, os subsistemas SE/CO, S e SIN para o ano 2016, estão diferente do valor exibido na Nota técnica Projeção de Demanda NT001/17, para as tabela 22 – Carga de Energia 2015-2016, por subsistema (MWmédio), página 64 e tabela 23 – SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio), página 67.	N	Os valores de carga de energia exibidos para 2016 na NT001/17 eram preliminares. No PDE 2026, foram inclusos valores realizados.
2.033	ELETRONORTE	B. Demanda de Energia Ø Consolidação por Setor Pontos Principais do Capítulo, pag49 * Na demanda total de energia do setor de transporte... O quarto parágrafo está repetido assim, deve ser eliminado.	S	Será corrigido na versão final.
2.034	NOVA POLÍTICA	2. Identificação de Cenários de Demanda Existem poucos setores que expressam numericamente suas visões de futuro e, por necessidade e tradição, o setor energético é um deles. É frequente o uso dos PDEs e PNEs por setores que pouco têm a ver com o setor energético pela simples falta de outros cenários governamentais. A EPE é, senão o único, um dos pouquíssimos entes governamentais que necessariamente realiza projeções da evolução da economia e da sociedade para dimensionar a demanda de energia no futuro. É sabido que a EPE tenha buscado dialogar com associações de indústrias eletro-intensivas e com o setor financeiro ao traçar cenários macroeconômicos. Entretanto, percebe-se claramente a falta de um projeto nacional de desenvolvimento sustentável, do qual derivaria, por exemplo, os planos energéticos. Avalia-se como necessária a ampliação de estudos de demanda de âmbito nacional, onde poderiam existir não apenas diferentes projeções do produto interno bruto (PIB), mas situações em que poderiam ser discutidas e tratadas mudanças estruturais, ora em curso, nos setores industriais, residenciais, etc. Além disso, há espaço para que se possa avançar na análise de como diferentes taxas de penetração tecnológica podem afetar a demanda. Se o PDE 2026 inova ao propor cenários de sensibilidade entre fatores que afetem a viabilidade de alternativas da oferta de energia, poderia avançar na análise de cenários de sensibilidade da demanda, considerando as implicações de diferentes trajetórias de desenvolvimento, inclusive oportunidades e desafios para a eficiência energética e a conservação de energia (vide Item 03, abaixo).	N	Tais sugestões serão avaliadas nos próximos ciclos do PDE.
2.035	NOVA POLÍTICA	Na página 30, o PDE faz referência ao crescimento da demanda especificamente por três setores caracterizados pelo uso intensivo de energia (fertilizantes, celulose e alumínio). Há que se avaliar se o pressuposto de uma oferta ilimitada de energia para atendimento da demanda gerada por setores de baixíssima agregação de valor, nível reduzido de geração de emprego e elevados impactos sociais e ambientais deve continuar sendo o objetivo do planejamento do setor de energia. Cabe ressaltar ainda que os grupos ligados aos setores eletro-intensivos tipicamente exigem baixos preços de energia para não perder “competitividade”, aumentando a pressão por subsídios governamentais insustentáveis e por fontes de energia marcadas pela forte ‘externalização’ de danos socioambientais, a exemplo de hidrelétricas na Amazônia. (Fearnside, 2015; Campos, 2014).	N	As premissas de evolução setorial são elaboradas considerando diversos aspectos, como competitividade, intensidade energética e mapeamento de novas expectativas e de expectativas sobre o setor, sempre buscando a consistência com o cenário macroeconômico traçado. Tais premissas são reavaliadas a cada ciclo do PDE.
2.036	IBP	Para o setor industrial, o PDE 2026 aposta no crescimento relativo dos setores de papel e celulose, alumínio, fertilizantes e alimentos e bebidas. Os números não são acompanhados, entretanto, por referências explícitas quantitativas – a análise é eminentemente qualitativa. A análise poderia detalhar algumas premissas para esclarecer o aumento de volume como por exemplo: consumo ligado a retomada do crescimento econômico, números de clientes e expansão da malha de distribuição.	N	A projeção do consumo industrial é elaborada por fonte e segmento. Optou-se por uma exposição de resultados mais concisos para facilitar a leitura. Entretanto, avaliaremos a possibilidade de maior detalhamento no próximo ciclo do PDE.
2.037	IBP	A elevação da participação relativa do gás na matriz energética tem relação com o consumo não térmico, que aumentaria justamente no setor industrial. A relevância do gás natural na matriz elétrica, em contrapartida, diminuiria no horizonte decenal, em virtude da “(...) expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos”.	N	O Gráfico citado refere-se ao consumo final de energia e não inclui consumo de gás natural para geração elétrica (consumo para transformação).

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.038	IBP	Para voltar a crescer na matriz, o plano decenal sugere que o caminho para o gás natural estaria na geração de energia elétrica para atendimento da demanda nos horários de ponta, com despacho flexível. Em si, como será mais bem debatido no item que apresenta e discute a expansão projetada de geração térmica, a conclusão preliminar a que chega a EPE poderia ser analisada com mais profundidade, pois o incremento do consumo flexível parece ser pouco sustentável.	N	Sobre a geração termelétrica, vale frisar que a geração esperada vem de simulações com o modelo Newave, o qual não considera o montante necessário para o atendimento à demanda de ponta. Também vale frisar que a Alternativa de Ponta apresentada pode ser implantada com outras fontes, não necessariamente termelétricas a gás natural. Utilizamos térmicas a ciclo aberto para as simulações, devido a restrições dos modelos, mas o fator de despacho delas, como esperado, é próximo de zero. Ou seja, o consumo de gás para geração de energia elétrica só incluiria a oferta para atendimento à ponta se as contas fossem feitas com base na geração máxima (todo o parque gerando em sua potência disponível), o que não é o caso do gráfico de consumo total de GN exposto no capítulo 2.
2.039	IBP	As curvas que consolidam as perspectivas de demanda de gás natural em 2021 e 2026 – disposta abaixo, deixam dúvidas quanto aos seus valores. Por exemplo, o dado de consumo total por setor apresentado para 2016 está bastante distante de avaliações que levam em consideração dados da Abegás, ANP, ONS e TAG/NTS. De acordo com essas fontes, os valores deveriam ser pelo menos o dobro, naquele ano. Se as premissas utilizadas para o estabelecimento desses valores fossem explicitadas poderíamos avaliar a razão das diferenças apontadas acima. Importante mencionar ainda que os volumes utilizados no histórico do balanço de oferta e demanda apresentado pelo PDE, citados mais à frente dispõem um nível de consumo diferente daquele apresentado acima.	N	A despeito desse fato, sobre a redução da geração termelétrica ao longo do horizonte, o capítulo 3 apresenta os avanços metodológicos que a EPE julga necessários para que os estudos de planejamento estejam cada vez mais aderentes à realidade operativa, incluindo melhor discretização temporal e espacial, além de maior integração entre geração e transmissão. Com isso, a estimativa de geração futura irá refletir de forma mais fidedigna as reais necessidades do sistema, considerando as variações inerentes aos recursos naturais. Entendemos que, neste ciclo, diversos avanços foram apresentados, mas reconhecemos que ainda existe um longo trabalho, para o qual contamos com a colaboração de todo o setor. Sobre o trade off flexível x inflexível, fornecemos para o MDI (novo modelo de expansão da geração) as diversas alternativas com diferentes níveis de inflexibilidade e CVLL estimados de modo a refletir o menor custo do combustível para contratos
2.040	UFRJ/COPPE/IVIG	Capítulo 2 – Demanda de Energia Página 28: revisar os dados para a coluna 2016 da tabela 1, para que sejam compatíveis com os apresentados na versão final do BEN 2017 (ano base 2016). Essa sugestão serve para todo o PDE 2026, em todos os gráficos, tabelas e parágrafos onde estejam citados dados de 2016.	N	A projeção foi feita antes da divulgação dos dados do BEN. Os dados do BEN 2017 ano base 2016 serão incorporados no próximo ciclo.
2.041	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 29: a seção 2.1 apresenta a demanda de energia por setor no cenário referência. Seria interessante apontar qual seria o acréscimo de consumo para cada segmento, caso ocorra o cenário alternativo.	N	O cenário alternativo foi utilizado apenas em alguns “boxes” para lidar com a incerteza das projeções.
2.042	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 35: em relação à evolução na posse de geladeiras (tabela 2), qual a explicação para o indicador ser maior que 1,00? Será que estão considerados também frigobares?	N	O indicador maior que a unidade significa que existem domicílios que possuem mais de uma geladeira. Atualmente, tal equipamento possui alta penetração nos domicílios. Segundo a Pesquisa Nacional de Amostra por Domicílios (PNAD) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 98% dos domicílios possuem pelo menos uma geladeira em 2015. Consideram-se geladeiras os seguintes equipamentos: refrigerador, refrigerador forst-free, combinado, combinado frost-free e frigobar.
2.043	UFRJ/COPPE/IVIG	Ordenar o Gráfico 13 pelo consumo de 2016.	S	Será corrigido na versão final.
2.044	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 35: “...o gás natural deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas e crescerá 6,3% ao ano”. Considerando os dados da matriz energética de 2016, o percentual médio de crescimento no horizonte decenal é ligeiramente inferior, de 6,0% ao ano.	N	Os dados referentes à 2016 são estimativas, pois na época de consolidação das projeções não havia Matriz do Balanço Energético Nacional disponível.
2.045	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 35: em relação ao uso final aquecimento de água no segmento residencial, qual o cenário de crescimento para a área instalada de aquecedores solares térmicos?	N	No setor residencial, no contexto de retomada do crescimento econômico e do aumento da renda das famílias, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, crescerá a utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), atingindo 13,6% dos domicílios em 2026, resultado conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e de programas de habitação de interesse social.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.046	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 36: uma vez que o setor agropecuário é aquele que apresenta melhor desempenho econômico no horizonte do PDE (vide gráfico 6, página 24), é importante criar um tópico no capítulo 2 para explicar como está sendo projetado o crescimento dos segmentos agricultura e pecuária até 2026.	N	A sugestão de inclusão das projeções do setor agropecuário no capítulo 2 será avaliada no próximo ciclo. No PDE 2026, optou-se pela não inclusão do detalhamento do setor agropecuário, dada sua representatividade relativamente reduzida no consumo final de energia (4,0% em 2016).
2.047	KOBLITZ	<p>Perdas no SIN</p> <p>Há muitos anos foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL visando a conservação de energia elétrica no âmbito dos consumidores. Esse programa teve um grande êxito, mas foi auxiliado por duas crises, os racionamentos de energia no Sul e Nordeste do Brasil em 1987, e um outro em todo o território nacional em 2001, fazendo consumidores desesperados trocarem lâmpadas e equipamentos elétricos, para que pudessem reduzir 20% do seu histórico de consumo para atender o racionamento. Se tivéssemos sucesso do lado do consumo, não podemos dizer o mesmo do lado da transmissão e distribuição – T&amp;D. Observem no gráfico abaixo da EnerData / MIT, onde o Brasil ocupa a 49ª posição dentre 53 países, no que tange as perdas totais nos sistemas de transmissão e distribuição. O Brasil está com 15,1% de perdas totais, sendo 10,5% de perdas técnicas e 4,6% de perdas não técnicas, dados da ANEEL. Enquanto a nossa perda técnica na T&amp;D é de 10,5% da energia gerada, a média mundial é de 8% nas perdas totais, e nas perdas técnicas, para efeito de comparação, no máximo seriam 6,5%, ou seja, perdemos 60% a mais, 4 pontos percentuais a mais que a média mundial. Países grandes como o Brasil, tipo os Estados Unidos e China têm respectivamente 7% e 7,5% de perdas totais, e seguramente estão abaixo de 6% nas perdas técnicas. Se trabalharmos para o atingimento da média mundial de perda técnica de 6,5%, teremos um potencial de 4% de energia que hoje é gerada e desperdiçada sob forma de calor no sistema. No Brasil hoje, o consumo é em média de 64.300MW médios, 4% seriam 2.570MW médios, ou 6.120MW instalados, que custariam cerca de R\$ 37 bilhões, além de não ser necessário se gastar R\$ 1,3 bilhão por ano de O&amp;M. O resgate desse excesso de perdas, deve nortear a decisão de se colocar mais Geração Distribuída. Por se tratar de média, a nova geração precisa ser mais radicalmente distribuída, ou seja, propiciando perdas técnicas menores que 6,5%, para que gradativamente possamos fazer o abatimento dos atuais 10,5% até pelo menos 6,5%, expandindo o sistema e recuperando os custos acima mencionados, transformando essas perdas em expansão.</p>	N	Após a elaboração do PDE 2026, foi instaurado um grupo de estudos envolvendo EPE, MME, ONS, CCEE e ANEEL para um melhor detalhamento das "perdas e diferenças", assim como para um desenvolvimento de metodologia adequada para projeção desta parcela por subsistema elétrico, com critérios adequados relacionados com a evolução econômica e com a perspectiva de expansão do sistema elétrico. Desta forma, pretende-se incluir esta melhor apuração nos planos seguintes.
2.048	MME	2. O consumo final de energia elétrica da tabela 36 do PDE2016, de 516 TWh em 2016, é inferior ao valor do BEN, de 520 TWh	N	A projeção foi elaborada antes da publicação dos dados realizados do BEN para o ano de 2016.
2.049	MME	Os dados de autoprodução da tabela 3 não são aderentes com os dados da tabela 39.	N	A Tabela 39 trata de Autoprodução & Geração Distribuída e a Tabela 3, somente de Autoprodução.
2.050	PETROBRAS	No que diz respeito ao Capítulo 2 – Demanda de Energia, a Petrobras sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem impactos sobre o consumo de gás natural a partir da implantação do programa "Gás para Crescer".	N	A EPE agradecer a sugestão e vai estudar como implementar em cadernos específicos com atualizações do plano
2.051	PETROBRAS	Adicionalmente, foi observado que a projeção de carga de energia elétrica do cenário de Referência, dado o seu cenário econômico, apresenta-se em linha com a projeção elaborada pela Petrobras no seu planejamento. Sugere-se, contudo, a elaboração de cenários para diferentes premissas de ganhos de eficiência e de participação da geração distribuída, conforme feito no cenário Alternativo para o crescimento econômico.	N	Estas alternativas serão avaliadas no próximo ciclo de elaboração do PDE.
2.052	PETROBRAS	Quanto à demanda energética do setor industrial, o PDE destaca (página 30) que "ganham participação fontes1 com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa. O único grupo de fontes renováveis que perde espaço até 2026 é o de lenha e carvão vegetal". Contudo, tem-se observado nos últimos anos uma maior penetração da biomassa no mercado industrial, principalmente, de cavaco de madeira de eucalipto. Esse energético está sendo considerado na lenha ou nas demais fontes (outras renováveis)? Se sim, justificar os fatores que levariam a inflexão desta tendência.	N	A parcela de lenha inclui tanto lenha de origem nativa quanto oriunda de silvicultura. Desta forma, a redução da participação da lenha refere-se ao somatório destas duas parcelas. Adicionalmente, há de se ressaltar que, apesar de perder participação, há incremento do consumo em absoluto da lenha no horizonte do PDE.
2.053	USP	2. Página 28. Como estão associados/relacionados os indicadores macroeconômicos com a demanda de energia? No período 2016-2026 a intensidade energética brasileira deve diminuir de 0,065 para 0,062 tep/10³ R\$ [2010]. Caberia um comparativo com a situação histórica do Brasil e de países que evoluíram a partir de um patamar como o nosso atual.	N	Os indicadores macroeconômicos são parte dos insumos necessários à realização das projeções de demanda de energia, através de parâmetros como valor adicionado setorial e produção física, por exemplo. Adicionalmente, cenários de penetração tecnológica e de eficiência energética complementam essa análise que resulta na demanda de energia por fonte e setor, através do uso de modelos específicos de projeção de demanda de energia. Estes resultados de demanda de energia, por sua vez, geram indicadores como elasticidade-renda da demanda e intensidade energética, os quais são comparados com valores realizados em períodos similares no Brasil. Os comentários apresentados serão avaliados para os próximos ciclos do PDE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.054	USP	3. Página 30. Espera-se que o crescimento industrial ocorra nas indústrias de alimentos e bebidas, papel e celulose. Somente esses? Quais os riscos e consequências em sustentar um PIB crescendo em 2,5% a.a.?	N	O Texto menciona esses setores como destaque de crescimento do consumo, mas não são os únicos setores que apresentam crescimento na produção ou no valor adicionado.
2.055	USP	4. Página 30-31. Texto: "Em termos de consumo de energia, espera-se que o setor industrial cresça à taxa de 2,2% anuais, alinhada com a perspectiva de valor adicionado, atingindo o montante de 101 milhões de tep em 2026." Comentário: O capítulo sobre o setor da indústria faz breve avaliação da previsão do comportamento da demanda energética de alguns segmentos energo-intensivos porém não apresenta o racional adotado para estimar a participação de cada segmento Sugestão: Incluir o racional adotado para projetar a participação de cada um dos segmentos industriais	N	As premissas adotadas para o valor adicionado de cada segmento industrial estão apresentadas com mais detalhes na NT 009/2017 - Cenário Macroeconômico (2017-2026).
2.056	USP	5. Página 33. O PDE é bastante conservador quanto à entrada de veículos elétricos, mas poderia (1) considerar um cenário de introdução em um box, como fez para o PIB otimista; (2) chamar atenção para o fato de que veículos elétricos não são só "plug-in", mas também híbridos; (3) equilibrar o conservadorismo com a penetração de veículos elétricos com otimismo para veículos movidos a etanol (um biocombustível muito vulnerável a questões climáticas).	N	Estamos realizando suas análises próprias sobre a penetração dos veículos elétricos neste momento e optou por ser conservadora no plano. Enquanto, por um lado, acreditamos existirem grandes oportunidades – sobretudo com a penetração de veículos autônomos – existem incertezas de custos e políticas públicas necessárias para seu desenvolvimento. Agradecemos pela sugestão e consideraremos para planos futuros. O plano oferece maiores detalhes sobre o cenário de penetração de veículos elétricos nos licenciamentos de veículos leves que podem ser observados no Box 2.1. – Entrada de Veículos elétricos e híbridos no horizonte PDE 2026 (Páginas 33 e 34). (2) O PDE considera veículos híbridos flex fuel e veículos elétricos (híbridos plug in e elétricos a bateria). (3) ver Box 2.1.
2.057	USP	6. Página 35. Esclarecer/revisar o texto "Nesse contexto, o consumo de energia elétrica no setor residencial 3,9% ao ano." O gráfico 13 poderia esclarecer quais seriam os consumos elétricos médios específicos por equipamento, dados agregados não permitem uma análise mais detalhada.	N	No setor residencial, no contexto de retomada do crescimento econômico e do aumento da renda das famílias, a posse de equipamentos aumentará (exceto freezer e chuveiros elétricos), como mostrado na Tabela 2. O aumento da posse decorre da elevação da venda de equipamentos novos mais eficientes, com menor consumo específico. Assim, o consumo de energia elétrica por equipamento (Gráfico 13) reflete a relação entre posse e o consumo específico. O consumo específico médio por equipamento está localizado no Capítulo 9 – Eficiência Energética e Geração Distribuída, Gráfico 93.
2.058	USP	7. Página 37. A mistura de biodiesel no diesel cresce de 7% para 11% no período. Como isso ocorrerá? Quais serão as fontes? Prevê-se um forte aumento na participação do etanol na matriz de transportes. Espera-se, então, que os investimentos na cadeia sucroenergética sejam proporcionalmente maiores que aqueles nas áreas de diesel e gasolina, Contudo, a tabela 45 na página 252 não indica isso.	N	Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei, com a mistura B10 aprovada nos testes até 2018 e implantada naquele mesmo ano. A partir de então haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel visando atingir 15% em 2025, como parte das contribuições para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris.
2.059	USP	8. Página 46. O cenário alternativo de carga de energia não menciona veículos elétricos.	N	O cenário alternativo de carga de energia considera o setor de transportes e, em particular, a carga de energia de veículos leves. No gráfico 24, o crescimento do consumo transportes está contido em "outros".
2.060	WEG	2. Demanda de Energia Pg.28: "A eficiência energética, aliada a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia, leva a uma redução gradual da intensidade energética ao longo da década." Pg 42: "Sob influência da eficiência energética e de uma nova distribuição setorial econômica, nota-se também uma queda da intensidade energética dos tempos atuais até 2026." Pg. 49: "O consumo final de energia cresce à taxa média de 1,9% anuais entre 2016 e 2026. A intensidade energética reduz no período, graças à eficiência energética e a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia." Comentário 3: O Brasil tem indicadores inferiores se comparado a outras economias globais, no que diz respeito à intensidade energética. Além de projeções, para que possamos reverter este quadro, torna-se necessário fomentar a discussão de metas e planejamento para obtenção das mesmas.	N	A alteração das participações relativas dos setores econômicos com distintas intensidades energéticas também influencia o resultado global. Tais discussões sempre estão em pauta e norteiam as perspectivas de evolução de intensidade energética e demais indicadores em estudos de longo prazo.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
2.061	ELETROBRÁS DG	Outra questão é que no Plano Decenal 2026 é prevista a interligação de Boa Vista somente em 2023. Nas páginas 60 e 67 da Nota Técnica "Projeção de Demanda DEA NT001/17" – tabelas 17 – "Subsistema Norte - Consumo de eletricidade na rede (GWh)" e 24 – "SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)", respectivamente, indicam na nota de rodapé "Nota: considera a interligação de Boa Vista a partir de Janeiro/2023". Entretanto, ao analisar os valores incrementais, observa-se que os maiores acréscimos na carga ocorrerão nos anos de 2021 e 2022, subentendendo-se que a interligação estaria ocorrendo nesse período. Este detalhamento não consta no PDE 2026 de forma clara, apenas é informado na página 44, que o aumento da carga do SIN é explicado em parte pela influência da interligação do Sistema Boa Vista.	N	O crescimento adicional nos anos de 2021 e 2022 se dá por conta do cenário de retomada de alguns grandes consumidores, em especial de alumínio primário.
3.001	PROF. LIBERAL	Comentário geral sobre Redes Inteligentes e Recursos Distribuídos	N	O planejamento está atento às opções de expansão disponíveis e em constantes avaliações das que possam agregar ao atendimento confiável da carga do sistema.
3.002	GAIA	Solicita que os dados utilizados no estudo sejam disponibilizados.	N	Os dados utilizados para o estudo foram disponibilizados juntamente com o relatório na consulta pública (NT e deck Newave) e no site da EPE (detalhamento da expectativa de geração de usinas não despachadas). Qualquer informação adicional que se faça necessária, pode ser solicitada.
3.003	PROF. LIBERAL	Considera a indicação de 300 MW/ano de PCH frustrante diante do potencial. Solicita análise cuidadosa visando aumentar para, aproximadamente, 500 MW/ano.	N	Agradecemos pela contribuição. Como o PDE é um instrumento indicativo de planejamento, as revisões dos dados que impactam na competitividade e indicação das fontes são revistos a cada ciclo, levando em consideração os novos insumos obtidos na consulta pública.
3.004	REFLORE MS	Lista os aspectos e principais benefícios da biomassa através de Florestas Energéticas. Afirma que o Estado de Mato Grosso do Sul pode produzir energia de Florestas energéticas já a partir do ano de 2020 em escalas consideráveis, pois já conta com 13 UTEs a base de Florestas Energéticas licenciadas e habilitadas a participarem dos próximos leilões.	N	Agradecemos pela contribuição. Como o PDE é um instrumento indicativo de planejamento, as revisões dos dados que impactam na competitividade e indicação das fontes são revistos a cada ciclo, levando em consideração os novos insumos obtidos na consulta pública.
3.005	ACENDE BRASIL	Incluir a diferença de custo, em R\$/MWh, entre as alternativas (Tabela 13).	N	Agradecemos pela contribuição, importante para o aprimoramento contínuo do PDE. Estamos reformulando o MDI para produzir automaticamente a diferença de custos em R\$/MWh restrita ao período de 2021 a 2026.
3.006	ACENDE BRASIL	Incluir emissão de gases causadores do efeito estufa para todas as expansões obtidas (Tabelas 15 a 21).	N	Agradecemos pela contribuição. Avaliaremos a melhor maneira de incluir a informação solicitada nos próximos ciclos do PDE.
3.007	GREENPEACE	O documento não explicita as UHE indicadas no cenário de referência.	N	A Tabela 8 do capítulo 3 apresenta a lista de UHE do cenário de referência.
3.008	GREENPEACE	O documento traz pouco detalhe sobre as PCH.	N	Na seção 3.3 são descritos os recursos considerados disponíveis para expansão da oferta, dentre eles as PCH. No estabelecimento da competitividade econômica das PCH dentro da matriz energética, elas são tratadas como projetos típicos sem individualizar as usinas candidatas uma a uma dado que o objetivo da análise era simplesmente indicativa da atratividade dessa opção de expansão. O elenco de projetos de PCH disponíveis para expansão pode ser encontrado no site da ANEEL. Avaliaremos para o próximo PDE a possibilidade de direcionar essa informação para os leitores.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.009	GREENPEACE	Critica a menção às UHE da Amazônia, com destaque para São Luiz do Tapajós, apresentada como opção para após o horizonte decenal.	N	O potencial hidroelétrico posto a disposição para inclusão na expansão indicativa contempla as datas mais cedo de implantação de cada empreendimento função dos tempos estimados para a conclusão dos diversos processos envolvidos (restrições ambientais, de construção, etc). As dificuldades de implantação dos grandes aproveitamentos na Amazônia são contempladas por exemplo na visão de futuro onde se admite o não aproveitamento do potencial hidroelétrico como um todo. Assim sendo, entendemos que os condicionantes ambientais para o desenvolvimento do projeto já foram considerados - por exemplo, ao determinar a datas mínima e os custos de desenvolvimento do projeto - e estes fatores foram contemplados no processo de expansão indicativa da geração.
3.010	GREENPEACE	Consideram positiva a indicação de reduzir a capacidade instalada de carvão no decênio, mas criticam o fato de que essa fonte ainda seja considerada.	N	A opção de carvão mineral nacional não consta no horizonte decenal da alternativa de referência. Existe, no entanto, uma indicação de que novas unidades mais eficientes possam vir a substituir as usinas antigas, que se encontram atualmente em fase de desativação. Ressaltamos que um dos cenários <i>what if</i> avalia os efeitos de uma total restrição do desenvolvimento de novas UHE sobre a expansão ótima do SIN. Nesse panorama, a opção de carvão mineral nacional surge como alternativa economicamente viável, embora resulte em níveis de emissão de gases causadores do efeito estufa mais elevados.
3.011	GREENPEACE	Consideram que tanto pela perspectiva econômica (citam dados do governo de que o custo de desmobilização é de R\$ 12 bi, enquanto o de conclusão da obra é de R\$ 17 bi) quanto pela socioambiental a melhor alternativa seria retirar a UNE Angra 3 do planejamento.	N	A decisão de desativar definitivamente a UNE Angra 3 ainda não foi tomada e está sendo tema de estudos e análises no âmbito do Ministério de Minas e Energia. A despeito de o empreendimento Angra 3 estar no momento "virtualmente interrompido", existem diversos estudos e documentos que estão sendo gradualmente submetidos pela Eletronuclear à sua empresa controladora (Eletrobras), ao Ministério de Minas e Energia e a outros organismos para, posteriormente, serem apreciados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão responsável pelo pronunciamento final sobre a continuidade do empreendimento.
3.012	GREENPEACE	Considera excelente a indicação eólica, mas questiona o montante de solar, sinalizando que seria possível expandir 1.500 MW/ano, totalizando 15 GW em 2026 (contra 10 GW do PDE)	N	O montante sinalizado pelo PDE para a expansão solar é uma indicação de sua atratividade econômica a partir de um custo de investimento adotado como de referência (1.300 US\$/kW) e um aproveitamento mínimo imposto de 1.000 MW/ano. Ainda assim, o PDE apresenta em uma de suas visões de futuro uma hipótese de redução de seu investimento para 800 US\$/kW a partir de 2023. Nessa situação, o PDE indica uma ampliação na competitividade da expansão fotovoltaica.
3.013	STANHOPE	Sugere a inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis sazonais no PDE 2026: "As UHRS tem o objetivo de armazenar energia durante o período úmido e gerar eletricidade durante o período seco, diminuindo a sazonalidade da geração hidráulica e do CMO (Gráfico 32)".	N	A opção de usinas reversíveis é considerada como uma das possíveis soluções para o atendimento à demanda máxima de potência, dentro da opção Alternativas de Ponta. A versão do MDI utilizada neste PDE não representa em detalhes o regime de operação dessas usinas e, portanto, não captura os benefícios proporcionados por sua inserção no sistema. Neste sentido, a EPE está desenvolvendo diversos aperfeiçoamentos na formulação do MDI para aferição das efetivas vantagens econômicas e energéticas das diversas tecnologias de geração, em particular das usinas reversíveis.
3.014	WEG	Observa que o relatório foca em UHE, se refere pouco a PCH e não considera CGH. Complementa sobre a importância de considerar as CGH.	S	Realmente o texto não estava muito claro, ao não explicitar as CGH. O montante de expansão dessa fonte está junto com o de PCH. O texto será adequado.
3.015	WEG	Aumentar o foco na geração de biomassa, especificamente a partir dos resíduos sólidos urbanos (RSU).	N	Os resíduos sólidos urbanos são considerados na geração distribuída.
3.016	WEG	Sugere que o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) considere a eficiência energética como opção.	N	Agradecemos pela contribuição. O MDI continua sendo desenvolvido e as contribuições recebidas estão sendo avaliadas para compor os próximos ciclos.
3.017	USP	Solicita detalhes da metodologia do MDI	N	A metodologia do MDI foi apresentada na NT EPE-DEE-RE-28/2017 – r0, disponibilizada junto com o PDE. Além disso, estamos nos empenhando para estruturar os dados e, assim poder disponibilizá-los aos agentes do setor.
3.018	USP	Solicita explicitar a expansão das fontes eólica, solar e gás natural	N	A contribuição se refere a descrição das premissas e recursos disponíveis. A expansão das fontes, em cada cenário, é apresentada no item "Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica". Dado o caráter indicativo do PDE2026 as diversas opções de expansão da oferta, a menos dos projetos hidroelétricos, são representadas nas análises de competitividade econômica da expansão através de projetos padrão típicos sem identificá-los individualmente.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.019	USP	Solicita uma definição quanto as alternativas de ponta listadas	N	O PDE apresenta a necessidade de fontes para complementação de potência, denominadas Alternativas de Ponta e descreve as que apresentam, atualmente, maior viabilidade para o horizonte decenal. Adicionalmente, são apresentados os avanços necessários para o maior detalhamento e indicação das fontes mais adequadas ao serviço a ser prestado.
3.020	USP	Solicita maior clareza nas premissas adotadas no cenário what-if (2)	N	As premissas relacionadas ao crescimento da demanda no cenário alternativo são apresentadas nos Capítulos 1 (Premissas Gerais) e 2 (Demanda de Energia) do relatório. Com relação à oferta candidata, foram utilizadas as mesmas premissas do cenário de referência, e a expansão indicativa otimizada para atender este maior crescimento de carga.
3.021	USP	Solicita informações sobre a expansão dos cenários what-if (3) e (4).	N	No cenário (3), o modelo de decisão de investimento e operação determina a expansão ótima de atendimento ao sistema, entre 2021 e 2026, através de montante acumulado superior de eólicas (15.700 MW) quando comparado a térmicas a ciclo combinado (4.200 MW). No cenário (4), a expansão por tipo de fonte é apresentada na Tabela 18 do anexo III. Os custos utilizados são apresentados na NT EPE-DEE-RE-027-/2017-r0.
3.022	USP	Questiona o cenário what-if (5) com restrições de usinas hidrelétricas e expansão de termelétricas à carvão	N	O objetivo do cenário what-if (5) foi mostrar o efeito sobre a expansão na hipótese de restrição extrema ao desenvolvimento de novas hidrelétricas. A solução econômica encontrada foi a implantação de termoeletricas a carvão mais modernas e eficientes e elevação da contribuição de termoeletricas a gás natural em ciclo combinado. Obviamente esta expansão alternativa traria consigo uma elevação nos níveis de emissão de CO <sub>2</sub> .
3.023	USP	Questiona o cenário what-if (6) de geração reduzida no Nordeste	N	A proposta desse cenário foi levantar discussão sobre a situação hidrológica atualmente verificada no Nordeste e sobre eventual caráter estrutural desta situação, com atenção a que fatores os dados disponíveis para estudos de planejamento contemplam diretamente. Também é motivação para este cenário verificar se a expansão de referência seria suficiente para suportar uma situação como essa. Esse tema será abordado em mais detalhes nos próximos ciclos.
3.024	USP	Questiona a solução de expansão através de termelétricas à carvão ser a mais barata dentre os cenários what-if apresentados - Tabela 13	N	A avaliação do cenário extremo de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal considerou usinas térmicas a carvão mineral nacional com caldeiras do tipo leito fluidizado com eficiência de 38% e que, mesmo com custo de investimento de 9.000 R\$/kW, originou uma expansão mais econômica, embora em contrapartida implique em uma elevação nos níveis de emissão de CO <sub>2</sub> . Essa redução de custo pode inclusive contribuir para compensar o custo implícito de tonelada equivalente de CO <sub>2</sub> , que poderia ser incorporado ao investimento da usina como um "carbon tax", o que a tornaria mais sustentável ambientalmente. Este tipo de análise e maiores detalhamentos sobre esses custos estão sendo estudados para compor as análises dos próximos ciclos.
3.025	USP	Questiona sobre qual caso usar como mais provável, dado que foram realizados vários cenários what-if	N	Este PDE apresentou além da inovação metodológica, alternativas de cenários de expansão submetidos à diferentes premissas de planejamento, para a representar as incertezas na expansão do sistema. Nesse sentido o conceito de cenário mais provável perde sua importância na avaliação dos diversos cenários. Não é possível atribuir probabilidade numérica de forma incontestável às incertezas nas variáveis que definem muitos dos cenários <i>what if</i> - por exemplo, taxas de crescimento de longo prazo da demanda de energia elétrica ou valores de custos de equipamento para determinadas tecnologias -, o que impossibilita caracterizar um cenário ou outro como mais provável. Neste contexto, a disponibilização de informação à sociedade sobre a reação do planejamento a este futuro incerto é um aprimoramento deste plano.
3.026	ELETRONUCLEAR	Criar um box com essa análise de sensibilidade. Incluir uma referência ao box.	S	O PDE 2026 utilizou como referência para data de entrada em operação comercial dos empreendimentos acompanhados pelo DMSE a reunião de setembro de 2016. O termo "sem previsão" utilizado no relatório se refere ao status da UTN Angra 3 naquele momento, conforme Ata de Reunião do DMSE. A decisão pela consideração do início de operação deste empreendimento no plano buscou ser conservadora do ponto de vista do planejamento do sistema. Estamos preparando um box adicional para apresentar a hipótese de antecipação na data de entrada de Angra 3.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.027	ELETRONORTE	Afirma que é necessário que o PDE também considere nos seus estudos de expansão os prováveis leilões de descontração de energia de reserva que serão realizados pela Aneel.	N	Entendemos que a retirada dos projetos que ainda não tiveram alguma decisão tomada seria algo prematuro para os objetivos do PDE. Para os projetos descontraçados que estão em operação comercial, o entendimento é de que eles se manterão operando, independentemente de contratos. Em relação aos demais, o próximo PDE considerará a sinalização da Fiscalização da ANEEL. Cabe ressaltar que o processo de criação do PDE necessita ter uma data de corte para a consideração de nova informação. A prática atual da EPE é de que, após esta data de corte, toda nova informação passa a ser considerada para a elaboração do PDE seguinte. Isto é compatível com a natureza periódica do planejamento da expansão e com o caráter cíclico do processo de realização do PDE.
3.028	ELETRONORTE	Compara a projeção de carga do gráfico 25 com o mercado líquido do deck de referência (mercado abatido da geração de pequenas usinas) e informa que esta informação no deck não está compatível ao gráfico 25 do relatório.	N	A diferença apontada refere-se justamente aos dados de pequenas usinas, pois os dados de projeção de carga contidos no gráfico 25 são compatíveis com os dados de mercado bruto contidos no deck de referência (sem o abatimento das pequenas usinas).
3.029	ELETRONORTE	Relaciona um histórico de inclusão de UHEs nos PDE anteriores que não conseguiram ser viabilizadas nos leilões de energia e questiona qual a motivação de considerar novamente os mesmos aproveitamentos hidrelétricos no portfólio de expansão identificado pela EPE para viabilização até 2026. Recomenda que a EPE considere datas mais realistas para a entrada em operação de UHEs, e que deve estar postergados em pelo menos 2 anos em relação às datas apresentadas.	N	O potencial hidroelétrico posto a disposição para inclusão na expansão indicativa contempla as datas mais cedo de implantação de cada empreendimento função dos tempos estimados para a conclusão dos diversos processos envolvidos (restrições ambientais, de construção, etc). Acrescenta-se que reconhecemos as dificuldades de licenciamento que os novos projetos hidrelétricos vêm enfrentando, principalmente devido aos impactos ambientais e, por este motivo, preparou um cenário específico para esta questão no tópico '3.5.2.4 Caso 5: Expansão com restrição total para UHE'.
3.030	ELETRONORTE	Cita ampliação/repotenciação de Usinas Hidrelétricas existentes como alternativa de ampliação da capacidade de atendimento a ponta que consta no PDE, relembra a Nota técnica da EPE sobre repotenciação de UHEs (NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0) e recomenda uma avaliação mais detalhada destas oportunidades de expansão do sistema, que a um custo reduzido e com início das obras o mais rápido possível, poderão gerar energia nova com pouquíssimos impactos sociais e ambientais, além de gerarem novas oportunidades de empregos.	N	Agradecemos pela contribuição. As análises relativas as alternativas para o atendimento a demanda de ponta estão sendo aprofundadas, e constarão certamente nos próximos ciclos. Além disso, cabe ressaltar que o PDE identifica um espaço para a expansão de tecnologias para ampliação da capacidade para atendimento à ponta. A tecnologia exata que atenderá a esta capacidade dependerá da competição pela entrada no sistema no âmbito de leilões, assim como condicionantes para contratação identificados à ocasião de cada leilão (por exemplo, tempos hábeis entre certame e entrega do produto, sinergias com a contratação de outros produtos/serviços, etc.).
3.031	ELETRONORTE	Questiona se localização de uma expansão a gás natural na região Sul está associada à implantação do terminal de regaseificação do projeto da UTE Rio Grande.	N	A indicação da oferta termelétrica no PDE não é associada a projetos específicos, mas sim uma sinalização genérica da expansão de cada fonte.
3.032	ELETRONORTE	A EPE considera também a alternativa de modernização das termelétricas a carvão nacional, de menor eficiência energética, por termelétricas tecnologicamente mais modernas e de menor emissão de particulados. Essa modernização incluirá também a substituição do carvão nacional, com elevado teor de enxofre e cinzas, pelo carvão importado? Nesse caso (se incluir a substituição do carvão nacional pelo importado): - como a EPE avalia o impacto social sobre a atividade de mineração nos estados da região Sul, maior produtora de carvão mineral, com a opção do carvão importado? - ainda que o uso de novas tecnologias para redução da emissão de gases do efeito estufa esteja sendo considerado, incluindo a captura e armazenamento de carbono (CCS), os custos associados poderão impactar a competitividade da geração a carvão, ainda que importado? - embora apresente qualidade e poder calorífico superior ao do carvão nacional, como a EPE avalia a competitividade da utilização do carvão sob os aspectos de volatilidade cambial e custo do frete?	N	O PDE apresenta a avaliação de um cenário extremo de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal no tópico '3.5.2.4 Caso 5: Expansão com restrição total para UHE'. Neste cenário, a entrada de carvão mineral foi flexibilizada pois outras fontes de energia de base se farão necessárias. O projeto avaliado neste cenário considerou apenas usinas térmicas a carvão mineral nacional com caldeiras do tipo leito fluidizado e turbinas supercríticas, com eficiência de 38% além de fazer uso de tecnologias ambientalmente sustentáveis. A estimativa de custo de tecnologias para mitigação dos impactos ambientais foi considerada, de forma aproximada, no orçamento do projeto. Maiores detalhes sobre esses custos estão sendo estudados para compor as análises dos próximos ciclos.
3.033	ELETRONORTE	O PDE não sinaliza as regiões do país onde as expansões para a energia solar fotovoltaica ocorrerão (e, no entanto, sinaliza para as usinas eólicas). Sugere que na versão final deste documento estas regiões preferenciais sejam explicitadas, com vias melhorar e sinalizar o planejamento da transmissão associada.	N	A expansão solar fotovoltaica não foi apresentada por região devido a informações insuficientes para, nesse momento, diferenciar os fatores de capacidade anuais, mesmo que já identifiquemos pequenas variações na contribuição mensal de cada região.
3.034	ELETRONORTE	Com relação ao projeto Arco Norte: Na visão do BID, o intercâmbio potencial de energia em 2028 era representado pela Alternativa 4 (3.000 MW), onde o Brasil é um importador de eletricidade e a Guiana exportadora. A conclusão das hidrelétricas do Madeira, a motorização de Belo Monte, a entrada em operação de São Manoel e Sinop, além dos cerca de 8GW de eólicas em construção representam uma considerável oferta de energia para o SIN dentro do cenário atual de recessão na economia nacional e de redução no consumo de energia em alguns setores estratégicos. Ainda que esse quadro se reverta, e implique a retomada dos leilões de energia nova, a EPE entende que haveria perspectiva para importação desses 3GW?	N	Esse tema é abordado no PDE, na seção 3.3.2, sendo explicitado que constitui uma alternativa de suprimento para o mercado brasileiro e poderá ser viabilizado por meio de Tratado Internacional com o Brasil. Esse montante de importação ainda não foi incorporado nos estudos de planejamento da expansão da oferta, no entanto, na medida em que o acordo desse projeto se concretize, este recurso será incorporado.
3.035	ELETRONORTE	O Memorando de Entendimento (MOU) assinado em 16/12/2016 entre a Eletrobras e o Consórcio Energia Sustentável do Brasil-ESBR/UHE Jirau destina-se a um futuro acordo de cooperação para estudos de projeto hidrelétrico Brasil-Bolívia em Guajará-Mirim (RO), totalizando 3.000MW. A EPE entende que haveria perspectiva para importação desses 3GW da Bolívia?	N	Esse tema é abordado no PDE, na seção 3.3.2, sendo explicitado que constitui uma alternativa de suprimento para o mercado brasileiro e poderá ser viabilizado por meio de Tratado Internacional com o Brasil. Esse montante de importação ainda não foi incorporado nos estudos de planejamento da expansão da oferta, no entanto, na medida em que o acordo desse projeto se concretize, este recurso será incorporado.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.036	ELETRONORTE	O PDE ressalta a necessidade dos modelos computacionais que apresentem discretização horária. A discretização horária implica em diversas informações na mesma base (ex: série de vazões, níveis de armazenamento, etc). Em contrapartida, tem-se a necessidade de alteração das regras de contratação que contemplem as alternativas de Ponta. Perguntas: - Qual a previsão para se trabalhar com discretização horária face às indefinições regulatórias e atualização de séries de vazão horária? - Como solucionar a maldição da dimensionalidade com tantas variáveis horárias na solução do PL? - Sabe-se que quando se quer detalhar mais um parâmetro do modelo, por exemplo, usinas individualizadas, perde-se de outro lado para um pequeno horizonte de 1 semana em base diária, como seria com a base horária? Uma nova cadeia de programas? - Quando se quer trabalhar com horizontes maiores perde-se a individualização das usinas e os patamares de carga?	N	A busca por avanços metodológicos, para melhor representar a operação do sistema, preferencialmente em base horária, é um grande desafio que a EPE tem perseguido. O PDE 2026 explicitou os aspectos que a EPE julga primordiais, convidando assim a sociedade para colaborar no desenvolvimento.
3.037	ELETRONORTE	Questiona, no tópico '3.1.1 Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)', se no caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e está relacionada a um percentil ou percentual da potência instalada calculado a partir da base de dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE.	S	Este referido parágrafo será alterado de: "No caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e está relacionada a um percentil da potência instalada calculado a partir da base de dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE." para: "No caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e está relacionada a um fator equivalente a um percentil de geração, conforme base de dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE."
3.038	ELETRONORTE	Informa que a NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0, referenciada no tópico '3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA' não está disponível no site da EPE. . REPOTENCIAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES - NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0	N	A NT encontra-se no seguinte link: <a href="http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/EPE-DEE-RE-112-2012-r0.pdf">www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/EPE-DEE-RE-112-2012-r0.pdf</a>
3.039	ABRAGEL	Comenta sobre a pequena indicação de PCH, apesar de 7.2 GW de projetos já disponíveis para participarem de leilões. Cita que os preços precisam refletir os reais benefícios da fonte PCHs. Página 3: com relação às PCHs comenta a portaria 293/2017 de leilão e sugere que o preço teto para esta fonte deve ser de 290 R\$/MWh. A contribuição em resumo solicita maior participação das PCHs nas indicações do PDE.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo do horizonte de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.040	ABCM	Na contribuição a ABCM afirma que: "Não existem restrições ambientais formais - legais, ao uso do carvão mineral. A política mudanças climáticas nas NDCs não prevê limitação de estoque de carbono para o setor elétrico. Nem limitações a fontes energéticas, pois trata-se de ações "economic wide". Portanto não entendemos que deva ser citado que há restrições ambientais ao uso do carvão. A política de financiamento do BNDES foi uma decisão unilateral do banco e, portanto, pode ser alterada. Citar isso como dificuldade para implantar usinas pode consolidar uma postura contra o carvão do governo brasileiro, algo que não é uma verdade e está em modificação neste momento."	S	Agradecemos pela contribuição. O texto será adequado.
3.041	ABRAGET	Nesta contribuição destaca-se, dentre outras, a importância das termelétricas para a segurança energética, estabilidade do sistema e flexibilidade para atendimento a intermitências de outras fontes. Questiona-se ainda o fato da não inclusão das UTEs Novo Tempo e Rio Grande no plano.	N	O PDE 2026 utilizou como referência para data de entrada em operação comercial dos empreendimentos acompanhados pelo DMSE a reunião de setembro de 2016. Nesta referência, o status das UTEs Novo Tempo e Rio Grande estava com o termo "sem previsão", conforme Ata da reunião. A decisão pela retirada destes empreendimentos do plano buscou ser conservadora do ponto de vista do planejamento do sistema. Compreendemos e agradecemos os demais argumentos apresentados, que serão levados em consideração na definição das premissas para o PDE 2027.
3.042	ELETROBRÁS DG	Indica que existe diferença entre as demandas informadas na página 44 e aquela disponibilizada no Deck de referência do PDE, portanto solicita as justificativas a respeito.	N	A demanda utilizada nas simulações considera, além da projeção de carga da ANDE, como identificado, o abatimento de geração distribuída.
3.043	ELETROBRÁS DG	Sobre a nova metodologia de cálculo do CME. Sugere que após definida a expansão pelo MDI, o CMO deveria ser ajustado no Newave.	N	A nova metodologia empregada na expansão indicativa do PDE objetiva minimizar a soma dos custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento. O custo marginal de expansão (CME) passa a ser uma variável de saída do modelo de expansão. Outro ponto a ser destacado é que o MDI considera restrição para atendimento a demanda máxima do sistema, o que não ocorre no Newave. Com isso o CMO obtido pelo Newave não iguala o CME.
3.044	ELETROBRÁS DG	Sugere que o MDI deveria ser submetido a consulta pública antes da Consulta do PDE. Solicita todos os decks e o MDI para avaliação pelos agentes.	N	Estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.045	ELETROBRÁS DG	Crítica o montante de expansão térmica no cenário de referência do PDE, assim solicita maior análise dos requisitos operativos juntamente com o ONS.	N	A compatibilização entre a Operação e o Planejamento constitui um dos grandes objetivos do processo de expansão do setor elétrico brasileiro. Nesse panorama e fazendo uso das melhores informações disponíveis, o PDE busca incorporar métricas voltadas para esse objetivo.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.046	ELETOBRÁS DG	Comenta o texto da página 62 do PDE que fala sobre os custos competitivos das usinas eólicas. Destaca que o custo "barato" da eólica não incorpora o custo complementar da flexibilidade operativa. Portanto, estes custos deveriam ser considerados para trazer maior competitividade para as outras fontes.	N	A atratividade econômica da opção eólica surge em conjunto com a implantação de uma oferta adicional despachável, representada pela Alternativa de Ponta, que, quando comparada com as demais opções apresenta custos de geração mais competitivos.
3.047	ELETOBRÁS DG	Sugere um cenário what-if de baixa demanda	N	A possibilidade de simulação de diversos trajetórias de expansão what-if permite avaliar o sistema através de cenários exploratórios e, assim contribuir com a identificação de medidas, caso seja sinalizada alguma condição adversa dentro do horizonte do planejamento decenal. Nesse sentido, novos cenários poderão ser incorporados no momento da elaboração dos ciclos de planejamento futuros ou até mesmo para trabalhos específicos.
3.048	ELETOBRÁS DG	Sugere a retirada do mecanismo CVaR para o planejamento da expansão.	N	Esse tema está sendo discutido no âmbito da CPAMP.
3.049	ELETOBRÁS DG	Sugere que o planejamento de longo prazo não precisa de discretização em base horária.	N	A medida que o sistema migre para uma maior participação de fontes não controláveis, com variabilidade de geração, entendemos ser necessário o avanço dos estudos, de modo a tornar a análise aderente ao processo físico.
3.050	ELETOBRÁS DG	Faz comentários sobre o processo de escolha das séries de energia que alimentam o MDI	N	As séries de energia utilizadas no MDI são selecionadas de modo a, estatisticamente, representar o histórico de Energias Naturais Afluentes.
3.051	ELETOBRÁS DG	Sugere que a alocação de fonte térmica para atendimento da demanda de ponta do sistema deve ser melhor estudada, dado que os montantes indicativos do PDE não mostram parcelas significativas no NE, apesar da concentração de fontes intermitentes nesta região.	N	O PDE apresenta a necessidade de fontes para complementação de potência, denominadas Alternativas de Ponta e descreve as que apresentam, atualmente, maior viabilidade para o horizonte decenal. As UTE de partida rápida foram utilizadas apenas como referência para a simulação, dado as restrições nos modelos utilizados. Quanto à questão da localização da alternativa de expansão por submercado, cabe ressaltar que o modelo de decisão utilizado avalia e compara implicitamente os custos de expansão da geração e de interligações entre submercados, para a tomada de decisão.
3.052	ELETOBRÁS DG	Sugere estudo conjunto para avaliar as expansões da transmissão para os cenários simulados de oferta da geração.	N	Conforme mencionado no texto do plano, estudos estão em andamento na EPE para avaliar com mais detalhes as restrições da rede de transmissão para escoamento do potencial eólico da região Nordeste.
3.053	ELETOBRÁS DG	Sugere que o planejamento deveria fazer um estudo da mínima e máxima capacidade das indústrias de cada tipo de fonte fornecerem equipamentos para as indicações do PDE.	N	Agradecemos pela contribuição, que será considerada nas discussões de premissas para os Planos seguintes. Além disso, é importante mencionar que as capacidades de manufatura de equipamentos internamente ao Brasil (assim como a capacidade de importação) não devem ser consideradas estáticas, já que pode ocorrer, no longo prazo, um ajuste da capacidade de manufatura à demanda nacional.
3.054	ELETOBRÁS DG	Sugestão de alteração de texto das tabelas com a evolução das expansões indicativas	N	As tabelas mostram as evoluções das expansões indicativas de cada cenário what-if simulado no planejamento decenal.
3.055	ELETOBRÁS DG	Comenta as informações do Gráfico 30 página 76 e as tabelas do anexo II com a expansão indicativa	N	A tabela associada ao Gráfico 30 mostra a expansão acumulada, por tipo de fonte, considerando a motorização das unidades geradoras, ao longo dos anos do caso de referência. A mesma expansão é mostrada na Tabela 16 do Anexo II, sendo que, nesta última, os montantes de expansão são apresentados ano a ano e não acumulados como no Gráfico 30.
3.056	ELETOBRÁS DG	Sugere a utilização da representação de pequenas usinas por tipo de fonte e patamar de carga (v 23 do Newave)	N	Agradecemos pela contribuição. Estudos serão feitos para avaliar a participação de cada fonte nos patamares de carga, avaliando assim o uso da funcionalidade nos próximos ciclos.
3.057	ELETOBRÁS DG	Indica que os dados referentes às fontes renováveis estão divergentes entre o deck e as tabelas disponibilizadas na consulta pública.	N	As diferenças identificadas entre o deck e a planilha se referem à precisão das ferramentas utilizadas para gerar os dados. Entendemos que as diferenças não são relevantes para os fins do PDE. Para reproduzir os resultados da simulação, indicamos que seja utilizado o deck disponível.
3.058	ELETOBRÁS DG	Solicita todos os decks do plano e também o modelo MDI	N	Estão disponíveis os decks do caso de referência e mercado alternativo, para os quais foram feitas análises mais detalhadas da operação do sistema. Sobre o MDI, estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.059	ELETOBRÁS DG	Solicita os decks do Newave e Suishi usados na construção dos cenários de energia	N	Estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.060	ELETOBRÁS DG	Solicita que a tabela 13 da página 97 apresente os custos de operação e investimento	N	Estamos reformulando o MDI para produzir automaticamente o valor atual dos custos de operação e investimento restrita ao horizonte de planejamento.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.061	IBP	Sugere uma avaliação do custo da geração térmica flexível, somente na ponta, versus o custo da geração na base, considerando toda cadeia de valor do gás natural.	N	O portfólio de projetos termelétricos candidatos à expansão no PDE 2026 já incluem tanto usinas flexíveis, capazes de operar na ponta, como usinas com diferentes graus de inflexibilidade, inclusive com custos variáveis menores. Considera-se, nos dados de entrada, diferenças nos custos de suprimento de gás percebidos pelos projetos de geração, nestas duas configurações. Neste contexto, o MDI aponta maior viabilidade para implantação de usinas flexíveis, que operam com baixo fator de carga e possuem capacidade de modulação. Entretanto, concordamos que para os próximos ciclos será necessário uma análise mais apurada, que permita melhor identificação dos custos variáveis para atendimento à ponta e a expansão integrada entre gás e eletricidade, conforme discussões no âmbito do Gás para Crescer.
3.062	NOVA POLÍTICA	Incluir tabela com investimento da oferta indicativa, por fonte.	S	O formato do relatório foi modificado, visando tornar o documento mais conciso. Entretanto, reconhecemos a importância da informação e incluiremos na versão final a estimativa dos investimentos das usinas indicativas, discriminados por fonte.
3.063	FURNAS	Questiona a "sobreoferta" apresentada no PDE ao utilizar a nova metodologia	N	A nova metodologia considera a necessidade de expansão para o atendimento à demanda máxima de potência. A metodologia utilizada implica no atendimento da demanda de energia e à demanda máxima de potência aos mínimos custos, não havendo, assim, sobreoferta.
3.064	FURNAS	Questiona a factibilidade de alguns cenários what-if, por exemplo com 6000 MW/ano de eólica e 2000 MW/ano de fotovoltaica. Solicita que sejam apresentados somente dois cenários no PDE: referência e demanda alternativa.	N	Este PDE apresentou além da inovação metodológica, alternativas de cenários de expansão submetidos à diferentes premissas de planejamento, para a representar as incertezas na expansão do sistema. Os cenários what if apresentados no PDE 2026 foram estabelecidos com premissas consideradas possíveis de realização pela EPE, dadas as incertezas em relação ao futuro. Entretanto, um dos objetivos da consulta pública é a possibilidade de contestação pelos agentes do setor. Agradecemos à contribuição, que será considerada na elaboração das premissas para os próximos ciclos.
3.065	FURNAS	Solicita que o MDI seja disponibilizado e com código fonte	N	Estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.066	FURNAS	Solicita que poderiam ser adotadas premissas para as PCHs, assim como foi feito para eólica e solar.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo dos horizontes de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.067	FURNAS	Solicita maior participação dos projetos hidrelétricos no atendimento a demanda de ponta do sistema.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo dos horizontes de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão contribuir nas discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.068	FURNAS	Solicita alterar algumas datas mínimas de entrada em operação de duas UHEs: Burliti Queimado e Maranhão.	N	As datas mínimas de entrada em operação das UHEs foram estimadas com base na metodologia da avaliação processual de UHEs, conforme NT específica disponível no site da EPE, e de acordo com a situação do andamento do projeto no início de 2017. Essa data foi oferecida para o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), que tem como objetivo a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação. Essas UHEs estavam com o estudo paralisado em função da aprovação do Estudo Integrado de Bacia Hidrográfica do rio Almas Maranhão, sendo assim foi estimado 12 meses para resolver a questão + 12 meses para o órgão ambiental emitir um TR + 24 meses para elaboração de EVTE e EIA/RIMA + 12 meses para emissão da LP pelo órgão ambiental + 5 anos de construção. Dessa forma essas UHEs teriam a data estimada de 2026 pra entrar em operação.
3.069	FURNAS	Solicita alterar a data de entrada em operação da UHE Tabajara.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo dos horizontes de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.070	FURNAS	Solicita a inclusão de outras UHEs na lista de projetos.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo dos horizontes de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.071	FURNAS	Solicita mais informações sobre os dados de entrada do MDI.	N	Os dados de entrada utilizados pelo MDI estão disponíveis na Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017-r0. Além disso, estamos nos empenhando para estruturar os dados e, assim poder disponibilizá-los aos agentes do setor.
3.072	FURNAS	Solicita inserir um balanço de energia do SIN	N	Agradecemos pela contribuição, que será considerada nas discussões de premissas e apresentação de resultados para os Planos seguintes.
3.073	FURNAS	Alterar o texto da página 60: "Indicação de uma expansão de usinas termelétricas alimentadas por biomassa florestal limitada a 100 MW/ano a partir de 2023, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseado em planos de manejo florestal;"	S	Agradecemos pela contribuição. O texto será alterado.
3.074	FURNAS	Alterar o texto da página 62/63: "Dentre outras formas de biomassa, o PDE apresenta explicitamente empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem mostrado dificuldades para serem viabilizados, seja por questões ambientais ou por questões de caráter técnico-operacional".	S	Agradecemos pela contribuição. O texto será modificado.
3.075	FURNAS	Sugestão de inserir tabelas e gráficos dos CMO do caso de referência	N	O CMO do caso de referência é apresentado no Gráfico 40.
3.076	FURNAS	...considerando a motorização das unidades geradoras das usinas hidrelétricas selecionadas,	S	Agradecemos pela contribuição. O texto será modificado.
3.077	FURNAS	Comenta inconsistência entre a tabela/gráfico 30 e a tabela 16 do anexo II	N	A tabela associada ao Gráfico 30 mostra a expansão acumulada, por tipo de fonte, ao longo dos anos do caso de referência. A mesma expansão é mostrada na Tabela 16 do Anexo II, porém, sendo que nesta última, os montantes de expansão são apresentados ano a ano, e não acumulados como no Gráfico 30.
3.078	FURNAS	Comenta sobre a expansão indicativa do caso de referência não considerar muitas hidrelétricas	N	Reconhecemos os benefícios referentes as UHE e vem atuando para difundir o conhecimento destes benefícios junto ao público. Também reconhecemos os impactos consequentes da dificuldade de implantação de novos empreendimentos, e se empenha na busca de soluções para a identificação de projetos socio-ambientalmente viáveis e desenvolvimento destes projetos sob as corretas condições socio-ambientais. Entretanto, reconhecemos que no horizonte decenal a cesta de projetos de UHE candidatas é restrita, o que tem dificultado a viabilização de novos empreendimentos. Estamos desenvolvendo estudos para identificar novos projetos candidatos à expansão dos planos seguintes, o que, certamente contribuirá para a ampliação da participação de UHE na expansão do sistema.
3.079	FURNAS	Comenta sobre a disponibilização dos CMO dos outros subsistemas além do SE/CO. Também solicita o deck dos casos de referência e alternativo.	N	Agradecemos à contribuição. visão dos leitores sobre o relatório é fundamental para que o documento seja cada vez melhor. O texto do plano foi formatado visando torna-lo mais atrativo ao público. Informações adicionais que complementem os resultados apresentados no relatório podem ser obtidas em documentos anexos ou reproduzidos através dos decks do Newave, disponibilizados em conjunto com o documento do plano decenal. Vamos considerar as contribuições para a elaboração do PDE 2027.
3.080	FURNAS	Solicita os decks dos casos 3 a 8. Além da disponibilização dos CMOs por subsistema destes decks e a expansão associada.	N	Estão disponíveis os decks do caso de referência e mercado alternativo, para os quais foram feitas análises mais detalhadas da operação do sistema.
3.081	CESP	Solicita maiores detalhes da metodologia do MDI. Pontos como: premissas dos dados de entrada, custo de equipamentos, cenários de afluências, limites de intercâmbios, etc. Além de divulgação / seminários sobre a ferramenta.	N	A metodologia do MDI foi apresentada na NT EPE-DEE-RE-28/2017 - r0, e os dados utilizados na NT EPE-DEE-RE-27/2017 - r0, disponibilizadas junto com o PDE. Além disso, estamos nos empenhando para estruturar os dados e, assim poder disponibilizá-los aos agentes do setor.
3.082	CESP	Solicita aumento no número de subsistemas simulados no MDI. E estes deveriam incorporar outros elementos como: malha de transporte de gás, disponibilidade de gás e mapas dos recursos energéticos para facilitar a sinalização regional da expansão de determinada fonte.	N	Agradecemos pela contribuição. O MDI continua sendo desenvolvido e as contribuições recebidas estão sendo avaliadas para compor os próximos ciclos.
3.083	CESP	Solicita incluir nas alternativas de atendimento da demanda de ponta do sistema, a motorização adicional de UHEs existentes.	N	O item "Alternativas para Ampliação da Capacidade de Potência" apresenta as opções de geração e soluções tecnológicas consideradas como candidatas para esse serviço no horizonte decenal, dentre as quais se encontra a instalação de unidades geradoras adicionais. Ressaltamos a que a opção por termelétricas a gás a ciclo aberto foi utilizada apenas nas simulações, devido à restrição dos modelos computacionais.
3.084	CESP	Comenta sobre a necessidade de ferramentas com discretização de tempo menores e adequação do modelo comercial. Cita outros mercados e a importância de ampliação dos tipos de serviços ancilares.	N	A EPE vem buscando desenvolvimentos metodológicos que permitam análises cada vez mais detalhadas para a identificação dos atributos necessários para a expansão do sistema e sinalizado também para a necessidade de avanços regulatórios.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.085	CESP	Comenta sobre a importância das PCHs e falta de incentivos para competitividade desta fonte. Cita a consulta pública n33 e ressalta que podem ser extintos os benefícios para as fontes incentivadas, o que vai contra os cenários de expansão das renováveis do PDE26. Sugere que seja incorporado um cenário com restrição das fontes EOL+BIO+SOL+PCH.	N	O planejamento está atento às opções de expansão disponíveis e em constante avaliação das alternativas que possam agregar ao atendimento confiável da carga do sistema elétrico. Ressalta-se que os aprimoramentos do marco regulatório, consequentes do processo de Consulta Pública No. 33, serão incorporados nos próximos planos, a medida em que forem concretizados.
3.086	CESP	Comenta que apesar do texto falar da importância de ampliação da capacidade de potência do sistema e adequação de regras de contratação, não é feito nenhum comentário de mecanismos ou propostas de políticas específicas para o desenvolvimento de fontes e prestação de serviços ao sistema.	N	O PDE 2026 leve como diferencial apontar os avanços necessários para o sistema, tanto sobre modelagem como avanços regulatórios, e propor essa discussão com a sociedade, iniciando assim a busca conjunta pelas soluções.
3.087	CESP	Afirma que existe incompatibilidade entre os dados de expansão e a tabela 8 de usinas hidrelétricas.	N	A Tabela 8 do capítulo 3 apresenta a lista de UHE do cenário de referência, com a capacidade instalada total de cada empreendimento, enquanto os dados de evolução da capacidade instalada consideram a motorização das unidades geradoras.
3.088	CESP	Crítica a abdicação de projetos hidrelétricos de acumulação em contrapartida daqueles à fio d'água. Ressalta dois motivos principais: dificuldade crescente de previsão de vazões e aumento de fontes não controláveis. Portanto, aponta a necessidade dos estudos mais abrangentes (ciclo de vida /emissões de CO2) para avaliar o impacto de implantação de fontes térmicas X paradigma ambiental de implantação de usinas fio d'água ou com reservatórios. No final, fala da necessidade de rever os aproveitamentos remanescentes e reavaliação dos já inventariados.	N	Reconhecemos os benefícios referentes as UHE, incluindo aquelas com reservatórios de acumulação, e vem atuando para difundir o conhecimento destes benefícios junto ao público. Também reconhecemos os impactos consequentes da dificuldade de implantação de novos empreendimentos, e se empenha na busca de soluções para a identificação de projetos socio-ambientalmente viáveis e desenvolvimento destes projetos sob as corretas condições socio-ambientais. Entretanto, reconhecemos que no horizonte decenal a cesta de projetos de UHE candidatas é restrita, o que tem dificultado a viabilização de novos empreendimentos. Estamos desenvolvendo estudos para identificar novos projetos candidatos à expansão dos planos seguintes, o que, certamente contribuirá para a ampliação da participação de UHE na expansão do sistema.
3.089	CESP	Argumenta que mesmo do cenário de demanda alternativa, comenta a folga no critério CMO=CME e risco inferior a 5%.	N	A nova metodologia considera a necessidade de expansão para o atendimento à demanda máxima de potência. A inclusão de expansão adicional para o atendimento à essa restrição tende a reduzir o custos marginais de operação, já que o sistema conta com capacidade adicional que, mesmo com fator de despacho baixo, reduz a ocorrência de déficits de energia e afeta funções de custo futuro e políticas operativas.
3.090	CESP	Sobre o cenário 6 de restrição hídrica no NE. Sugere a criação de um adicional para avaliar cada um dos fatores sistêmicos apontados como: usos consuntivos, histórico de vazões, cota x volume, representação das usinas não despachadas centralizadamente. Comenta na expansão de referência que existe térmica inflexível no NE, porém cita estudo da CESP que reduziu em 10% risco de déficit no NE com 2.000 MW de térmica flexível na região.	N	O cenário 6 foi introduzido como forma de iniciar a discussão sobre o tema, que será abordado em maiores detalhes nos próximos ciclos e em outras iniciativas de planejamento da EPE.
3.091	ENEVA	Página 3: comenta a data de interligação do subsistema MAN ser considerada conservadora no PDE. O relatório da ANEEL indica NOV/2019.	N	O plano baseia-se nas expectativas de datas de entrada em operação monitoradas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Ressalta-se que ao longo do desenvolvimento do plano, diversos exercícios exploratórios são feitos, de modo a analisar possíveis consequências e ações corretivas para o subsidiar o planejamento no horizonte decenal. A data de corte para a elaboração do PDE26 foi o DMSE de setembro de 2016.
3.092	ENEVA	Comenta a data de entrada em operação da Abengoa.	N	O plano baseia-se nas expectativas de datas de entrada em operação monitoradas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Ressalta-se que ao longo do desenvolvimento do plano, diversos exercícios exploratórios são feitos, de modo a analisar possíveis consequências e ações corretivas para o subsidiar o planejamento no horizonte decenal. A data de corte para a elaboração do PDE26 foi o DMSE de setembro de 2016.
3.093	ENEVA	Comentário sobre a previsibilidade do despacho termelétrico e necessidade de remuneração adequada para não comprometer a viabilidade econômica da geração.	N	Agradecemos pela contribuição e concordamos com a relevância do tema. Esse assunto vem sendo objeto de análises específicas e aprofundamento de diversas equipes da EPE, inclusive no âmbito do Gás para Crescer.
3.094	ENEVA	Item d página 8: sugere que nas análises de mudanças climáticas e geração de eletricidade (box 3.5) deveria ser inserido a referência do estudo "Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas" elaborado pela UFRJ e PSR, pois traz importantes resultados e medidas de adaptação para evitar déficits energéticos e, assim contribuir com as avaliações da EPE.	N	O PDE 2026 iniciou as discussões sobre este tema. Esperamos aprofunda-la nos próximos Planos.
3.095	ELETRORÁS CARE	Sugere melhorias para o NEWAVE: "Do mesmo modo que para a energia hidráulica, as disponibilidades de energia eólica e fotovoltaicas deveriam ser expressas em termos de séries sintéticas de valores médios mensais para os 5 anos de simulação".	N	As melhorias no Modelo Newave estão sendo discutidas e realizadas no âmbito da CPAMP.
3.096	ELETRORÁS CARE	Sugere melhorias para o NEWAVE: "Incluir incerteza na demanda, simulando algumas alternativas de séries sintéticas de curvas de carga que sejam plausíveis de ocorrer no horizonte de 5 anos, tais como carga para uma economia em recessão, estável ou em crescimento."	N	As melhorias no Modelo Newave estão sendo discutidas e realizadas no âmbito da CPAMP.
3.097	ELETRORÁS CARE	Sugere nova ferramenta, complementar, com horizonte de meses e degraus horários.	N	O 'BOX 3.3 – A necessidade de representação mais granular de recursos em modelos de planejamento' do PDE fala justamente que a EPE tem perseguido o objetivo de realizar análises de planejamento com ferramentas computacionais com discretização temporal horária.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.098	PETROBRAS	Sugere maiores esclarecimentos que justifiquem o crescimento de 6% no período após 2021, visto que até 2020 foi considerado 1% de crescimento e que a renegociação do Tratado de Itaipu será somente em 2023 (possibilidade de venda do excedente energético paraguaio para terceiros). Ademais, sugere-se acrescentar alguma consideração sobre os possíveis impactos da revisão do Tratado de Itaipu após 2023.	N	A projeção de suprimento de Itaipu à carga da Ande foi definida a partir de orientação para elaboração do PMO, conforme ofício encaminhado pela Eletrobrás, em setembro de 2016, que recomenda que seja considerado com um crescimento de até 1% ao ano até 2020. A partir desse momento, o PDE optou por utilizar premissa mais conservadora, visando contemplar desde então um maior consumo. Sobre o fim do tratado, estudos para mensurar o impacto ainda estão em andamento, motivo pelo qual foi decidido manter as premissas atuais de fornecimento do excedente ao Brasil.
3.099	PETROBRAS	Argumenta que tanto no caso base quanto nas sensibilidades adotadas, as projeções de CMO trazem valores abaixo das estimativas de CME apresentadas na Nota Técnica da EPE anexa ao PDE 2026. Embora seja reconhecível a evolução da Metodologia de cálculo do CME e a consideração das alternativas para ampliação da capacidade de potência, as curvas de CMO não parecem um bom indicativo de preços para os agentes	N	Conforme apresentado no tópico '3.4.2 Expansão apenas para energia' do PDE, ao se aplicar o MDI apenas para expansão de energia (sem considerar o atendimento à demanda máxima de ponta), a expansão obtida para o Cenário de Mercado de Referência resultou em um Custo Marginal de longo prazo de Energia de R\$ 170/MWh. Este valor de CME é compatível com CMO de R\$ 166/MWh em 2026, para o atendimento à carga de energia do mesmo caso com a expansão de referência, obtido após simulação com o NEWAVE. Ao se considerar também a equação de atendimento à demanda de potência no MDI, o CME obtido foi de 217/MWh. A nova metodologia considera a necessidade de expansão para o atendimento à demanda máxima de potência. A inclusão de expansão adicional para o atendimento à essa restrição tende a reduzir o custos marginais de operação, já que o sistema conta com capacidade adicional que, mesmo com fator de despacho baixo, reduz a ocorrência de déficits de energia e afeta funções de custo futuro e políticas operativas.
3.100	PETROBRAS	O PDE 2026 (página 59) considera que todas as termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel serão retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos. Nesse ponto, propõe-se que em cenários alternativos seja considerada a manutenção das usinas térmicas, que poderiam ser consideradas como mais uma 'Alternativa de Ponta', caso as demais não se tornem viáveis técnica e/ou economicamente.	N	A retirada destas usinas do deck serviu justamente para demonstrar que, com o término do contrato destas usinas, há uma necessidade maior de contratação de oferta para o atendimento à demanda de potência. Adicionalmente, o tópico '3.3.1 Alternativas para ampliação da capacidade de potência' do PDE informa que usinas termelétricas de partida rápida estão dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas para este fim no horizonte decenal. Ou seja, caso estas usinas se tornem viáveis técnica e/ou economicamente, naturalmente são candidatas para competir como "alternativa de ponta".
3.101	PETROBRAS	Alterar frase na pág.89 de: "(...)conforme apresentado na Tabela 10." para "(...)conforme apresentado na Tabela 11."	S	Correto, a referência deveria ser 'Tabela 11. Geração Média Mensal Nordeste'. Essa referência será corrigida.
3.102	PETROBRAS	Sugere ainda reduzir o período a ser utilizado no histórico das ENAs dos quatro subsistemas, que são utilizados nos modelos de planejamento e operação do setor elétrico. Verifica-se que as vazões estão em desacordo com as médias históricas atuais, especialmente no submercado Nordeste.	N	A EPE vem buscando a elaboração de estudos específicos para melhor representação das vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Dentre as alternativas atualmente em investigação está a redução dos históricos das ENAs, embora esta não se possa afirmar <i>a priori</i> que esta alternativa de representação seja a melhor solução para a representação das afluições.
3.103	PETROBRAS	Em Armazenamento de Energia, dentro do tópico '3.3.1 Alternativas para ampliação da capacidade de potência', na página 69, afirma-se a respeito dos sistemas de baterias para armazenamento de energia que "é esperado que os preços sofram uma queda expressiva nos próximos anos, caindo pela metade nos próximos 5 anos". Mais adiante, no item '3.5.2.3 Caso 4: Expansão Considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica', na página 87, não fica claro se essa redução de custo de bateria foi considerada, pois a análise aborda somente o custo do CAPEX para instalação do módulo fotovoltaico.	N	O cenário apresentado no tópico '3.5.2.3 Caso 4: Expansão considerando redução do custo de investimento para solar fotovoltaica' apresenta apenas a redução do CAPEX fotovoltaico. Ou seja, esse caso não considera redução de custo de bateria.
3.104	ELEKTRO	Comentário a cerca do plano não oferecer cenários considerando atrasos de empreendimentos	N	Agradecemos pela contribuição. O PDE 2026 buscou inovar, apresentando alguns cenários what if. Sugestões de novos cenários serão avaliadas para os próximos ciclos ou, até mesmo, estudos específicos.
3.105	SAESA	Comenta sobre a não indicação de UHEs no plano e cita a diminuição da confiabilidade do sistema. Expõe os pontos enfrentados pelo UHEs no momento: GSF deveria considerar o deslocamento da curva de carga causado pela presença das fontes intermitentes não controláveis. Correção estrutural do MRE. Outros pontos que afetam o GSF: excesso de leilões de reserva, restrições de transmissão que impedem o despacho de usinas hidrelétricas e SE/CO fornecer reserva operativa ao NE. No final faz um questionamento sobre o sistema de formação de preços e sugere avaliação de um sistema baseado em custos médios ao invés de marginalista. Não ficou muito claro este último ponto.	N	Reconhecemos os benefícios referentes as UHE, incluindo aquelas com reservatórios de acumulação, e vem atuando para difundir o conhecimento destes benefícios junto ao público. Também reconhecemos os impactos consequentes da dificuldade de implantação de novos empreendimentos, e se empenha na busca de soluções para a identificação de projetos socio-ambientalmente viáveis e desenvolvimento destes projetos sob as corretas condições socio-ambientais. Entretanto, reconhecemos que no horizonte decenal a cesta de projetos de UHE candidatas é restrita, o que tem dificultado a viabilização de novos empreendimentos. Estamos desenvolvendo estudos para identificar novos projetos candidatas à expansão dos planos seguintes, o que, certamente contribuirá para a ampliação da participação de UHE na expansão do sistema.
3.106	SAESA	Fala de alteração de percentual destinado a reserva operativa do sistema.	N	Agradecemos pela contribuição. Esse assunto vem sendo analisado para ser melhor desenvolvido nos próximos planos.
3.107	VOITH	Comentário sobre as usinas reversíveis serem soluções técnicas e que precisam de estruturação regulatória adequada para sua viabilização. Cita que o PDE poderia listar UHEs reversíveis, assim como apresenta uma lista de UHEs convencionais candidatas a fazerem parte expansão indicativa.	N	Agradecemos pela contribuição. O PDE 2026 reconhece o benefício das UHE Reversíveis e apresenta os desafios para a implantação, abrangendo aspectos de modelagem, regulatórios e de identificação de potenciais. A EPE vem trabalhando nesse assunto e todas as contribuições serão muito bem vindas.
3.108	VOITH	Comentário sobre projetos de modernização, ampliação e motorização de UHEs existentes - cita que a viabilidade de projetos desta natureza precisa valorar outros atributos além da energia firme.	N	A EPE vem buscando desenvolvimentos metodológicos que permitam análises cada vez mais detalhadas para a identificação dos atributos necessários para a expansão do sistema e sinalizado também para a necessidade de avanços regulatórios.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.109	KOBLITZ	Comentário sobre emissões de gases de efeito estufa - mostra uma tabela com as faixas de emissão equivalente para cada fonte - diz que o planejamento deve estar atento para as opções limpas de geração.	N	Agradecemos pelo comentário. O PDE 2026 está atento ao assunto.
3.110	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A primeira fonte sugerida é UHEs de até 50 MW e PCHs.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo dos horizontes de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.111	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A segunda fonte sugerida é a biomassa de processo industrial.	N	
3.112	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A terceira fonte sugerida é a biomassa de florestas energéticas.	N	
3.113	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A quarta fonte sugerida é gás natural.	N	
3.114	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A quinta fonte sugerida é eólica, com ressalvas reflexos na operação do sistema.	N	
3.115	KOBLITZ	Item final que faz uma sugestão de matriz energética baseada nos pontos anteriores listados. A quinta fonte sugerida é a solar fotovoltaica, com ressalvas reflexos na operação do sistema caso seja gerada em parques. Cita que a solar fotovoltaica distribuída deve ser incentivada.	N	
3.116	ABDAN	Reclama da pouca importância dada a energia nuclear no plano. Menciona que apenas Angra 3, que já fazia parte de planos anteriores, foi citada. Reclama que o Plano está muito embasado nos Renováveis e UTE's a gás. Pede para que uma análise de eficiência e custos seja feita comparando as diversas fontes térmicas, entre elas a nuclear. Solicita a criação de uma seção com tecnologias e projetos que venham a ser desenvolvidos visando o longo prazo.	N	Será incorporado um box com os impactos resultantes se for considerada a entrada em operação de Angra 3 em 2024. Entendemos, entretanto, que a viabilização de outra usina nuclear excede o horizonte decenal, motivo pelo qual essa alternativa não foi considerada.
3.117	PROF. LIBERAL	O texto fala sobre o papel do PD&I na criação de novos produtos que possam auxiliar o setor no futuro e como isso não está presente no PDE.	N	Serão avaliados para os próximos ciclos, a inclusão de um resumo das atividades de PD&I no setor e o que elas poderiam contribuir para o próprio processo do PDE. Contudo o espaço temporal do PDE pode ser inferior a transformação de PD&I em um produto concreto a participar do plano.
3.118	APINE	Sugestão de formato do texto: incorporar a resposta da demanda/metodologia de atendimento a ponta no capítulo de demanda.	N	Agradecemos pelo comentário. Entendemos que esse assunto deve ser abordado nas duas partes e vamos evoluir no link entre os dois capítulos para os próximos planos.
3.119	APINE	Sugere que os custos de transmissão, além das perdas devem ser levados em consideração na expansão.	N	Na metodologia empregada pelo MDI, o custo de transmissão também é avaliado e a ampliação das interligações pode ser escolhida dentre as opções de expansão para minimizar os custos de operação e investimento no planejamento da geração. Referenciar a Nota Técnica que descreve a metodologia. Estamos nos empenhando para estruturar os dados e, assim poder disponibilizá-los aos agentes do setor.
3.120	APINE	Sugere inserir os CMOs dos casos simulados.	N	Agradecemos à contribuição. A visão dos leitores sobre o relatório é fundamental para que o documento seja cada vez melhor. O texto do plano foi formatado visando torna-lo mais atrativo ao público. Informações adicionais que complementem os resultados apresentados no relatório podem ser obtidas em documentos anexos ou reproduzidos através dos decks do Newave, disponibilizados em conjunto com o documento do plano decenal. Vamos considerar as contribuições para a elaboração do PDE 2027.
3.121	APINE	Solicita maior clareza nos custos de investimentos: presente ou nominais?	N	Os custos de investimento das alternativas apresentadas na Tabela 13 são os valores nominais.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.122	APINE	Relacionada ao item anterior, a tabela 13 com os custos de investimento de cada caso, mostra o what-if com carvão como a opção de investimento mais barata. Questiona a consequência no custo de operação. Também solicita os decks de todos os casos apresentados no PDE.	N	<p>Estamos reformulando o MDI para produzir automaticamente relatório de saída referente ao valor atual dos custos de operação e investimento restrita ao horizonte de planejamento, deixando mais clara a comunicação sobre a comparação dos valores, que já é feita implicitamente neste modelo.</p> <p>A avaliação do cenário extremo de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal considerou usinas térmicas a carvão mineral nacional com caldeiras do tipo leito fluidizado com eficiência de 38% e que, mesmo com custo de investimento de 9.000 R\$/kW, originou uma expansão mais econômica, embora em contrapartida implique em uma elevação nos níveis de emissão de CO2. Essa redução de custo pode inclusive contribuir para compensar o custo implícito de tonelada equivalente de CO2, que poderia ser incorporado ao investimento da usina como um "carbon tax", o que a tornaria mais sustentável ambientalmente. Este tipo de análise e maiores detalhamentos sobre esses custos estão sendo estudados para compor as análises dos próximos ciclos.</p> <p>Foram disponibilizados os decks do modelo Newave para o cenário de referência e demanda alternativa, para os quais foram realizadas análises detalhadas da operação.</p>
3.123	APINE	Considerações finais: solicita que a EPE faça um seminário para apresentação dos termos de referência a serem utilizados no PDE.	N	Agradecemos à sugestão e vamos considerar para os próximos planos.
3.124	APINE	Considerações finais: solicita uma apresentação da ferramenta MDI e transparência na metodologia, pois afirma que centros de pesquisa e agentes podem contribuir com o desenvolvimento metodológico da ferramenta.	N	<p>As Notas Técnicas disponibilizadas juntamente ao relatório do PDE têm como objetivo apresentar a metodologia e dados utilizados nas simulações com o MDI. Entretanto, ficamos à disposição para esclarecer dúvidas que possam ter persistido.</p> <p>Além disso, estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.</p>
3.125	APINE	Faz uma solicitação sobre a intersecção mínima dos cenários what-if e alternativas de escolhas dentre as opções para antedimento de ponta.	N	A solicitação da intersecção entre os cenários será avaliada para os próximos ciclos. Quanto ao detalhamento da escolha dentre as alternativas de ponta, a EPE vem buscando avanços metodológicos para atingir esse objetivo.
3.126	APINE	Faz um solicitação de uma indicação mínima por fonte para servir de referência e mais provável de ocorrer no planejamento.	N	Agradecemos pela contribuição, que será considerada nas discussões de premissas para os Planos seguintes.
3.127	APINE	Último parágrafo da página 8 faz uma solicitação de formato do texto: apresentação de um sumário executivo para facilitar a compreensão e fazer referência às outras partes do texto como um todo.	S	A EPE optou por, neste plano, apresentar resumos executivos por capítulo em conjunto com um capítulo final que apresenta a consolidação dos resultados do plano. A publicação de um resumo executivo do plano, inclusive em outros idiomas, está em estudo pela empresa para os próximos planos
3.128	BROOKFIELD	Contribuição é um compilado sobre as PCHs e seus pleitos, mostrando os motivos da falta de competitividade desta fonte. (a) Incentivos fiscais, (b) subsídios a grandes empreendimentos, (c) tempo de licenciamento. Benefícios: (a) regularização horária da geração, (b) custos de transmissão, (c) contribuição para economia nacional.	N	Agradecemos pela contribuição. Como o PDE é um instrumento indicativo de planejamento, as revisões dos dados que impactam na competitividade e indicação das fontes são revistos a cada ciclo, levando em consideração os novos insumos obtidos na consulta pública.
3.129	TRADENER	Comentários item (1) sobre os bipolos de B. Monte: afirma que as datas não são factíveis e que deveriam ser mostrados cenários no PDE considerando estes atrasos. Item (2) Comentários sobre as obras da Abengoa: não questiona as datas, mas sugere análises das consequências dos possíveis atrasos para o sistema. Item (3) Sugere que a EPE não se baseie nas datas do DMSE.	N	O plano baseia-se nas expectativas de datas de entrada em operação monitoradas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Ressalta-se que ao longo do desenvolvimento do plano, diversos exercícios exploratórios são feitos, de modo a analisar possíveis consequências e ações corretivas para o subsidiar o planejamento no horizonte decenal.
3.130	TRADENER	Questiona os critérios de suprimento CME=CMO e risco<5%.	N	Esse tema é abordado ao longo do relatório e na nota técnica associada disponibilizada no site da EPE e está sendo analisado para discussões futuras.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.131	SEM/SP	Posiciona sobre a necessidade de parque térmico no sudeste e, especialmente, no estado de São Paulo. Também, solicita que os critérios de despacho de térmicas indicativas seja revisto, de modo a considerar a operação na base.	N	Os cenários apresentados no Plano Decenal contemplam a indicação de oferta termelétrica nas regiões Sudeste e Sul. Sobre a característica operativa, foi fornecido para o MDI diversas opções, com diferentes fatores de inflexibilidade e CVU aderentes a esse percentual. Entretanto, concordamos que os resultados obtidos são dependentes das premissas utilizadas para redução do custo pela inflexibilidade. Análises mais aprofundadas estão em andamento para atualizar os dados nos próximos ciclos.
3.132	SEM/SP	Solicita que os custos marginais de expansão (energia e potência) sejam calculados por subsistema	N	Agradecemos pela contribuição. Vamos estudar o modo de implementar no MDI.
3.133	SEM/SP	Consideração final: solicita a desagregação de dados da região Sudeste, a fim de subsidiar análises do Estado de SP. Página 12 tem a lista dos itens serem desagregados	N	O Plano Decenal possui caráter indicativo e a discretização espacial é feita por subsistemas. Será avaliada a possibilidade de inclusão nos próximos ciclos de análises sobre o potencial das fontes em nível de desagregação maior.
3.134	ABIAPE	Sugere avaliação econômico-financeira para avaliação de viabilidade dos empreendimentos, com foco na comercialização de energia.	N	O efeito dos impostos e encargos contemplados na avaliação financeira dos empreendimentos são emulados através do parâmetro "encargos", incluídos externamente nas despesas anuais dos empreendimentos.
3.135	ABIAPE	Sugere análises específicas sobre a necessidades de reforços em transmissão.	N	As análises sugeridas são feitas na elaboração do Plano. Entretanto, como destacado no relatório, entendemos que avanços metodológicos são necessários para permitir melhor a identificação dos benefícios da expansão das interligações, entre outros.
3.136	ABIAPE	Recomenda atenção do Planejamento a realidade dos sistemas isolados, para evitar que os resultados provenientes das interligações sejam frustrados.	N	Agradecemos pela recomendação, que será reforçada nos estudos da EPE.
3.137	ABIAPE	Faz menção ao histórico das metodologias de cálculo do CME e sugere estimá-lo de forma referente à expansão do PDE. Reforça que a utilização do valor publicado (R\$ 217/MWh) para os mais variados fins deve ser feita com cuidado, e sugere uma discussão ampla para o uso no cálculo de GF.	N	O PDE 2026 traz, dentre outros importantes avanços, nova metodologia de cálculo do CME, que passou a ser feita de forma endógena ao processo de decisão da expansão ótima por meio do MDI. Sobre o cuidado com o uso do novo CME para o cálculo de Garantia Física, o relatório aponta nessa mesma direção. Nesse sentido, o entendimento atual é de que, mesmo reconhecendo a necessidade de aperfeiçoamentos na valorização dos benefícios de energia e ponta e critérios de suprimento atualmente vigentes, o uso do novo valor CME (R\$ 217/MWh) representará um avanço no processo de cálculo de GF.
3.138	ABIAPE	Sugere inclusão de um cenário considerando possíveis impactos de custo para o setor elétrico provenientes do Acordo de Paris (COP 21).	N	Agradecemos pela sugestão, que será avaliada para os próximos ciclos ou estudos específicos.
3.139	ABIAPE	Diante da Reduzida oferta de projetos hidrelétricos nos leilões, a ABIAPE cita três questões identificadas para discussão e avaliação: Continuidade do desenvolvimento da fonte; responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos; responsabilidade pelo licenciamento ambiental dos projetos.	N	Reconhecemos os benefícios referentes as UHE, incluindo aquelas com reservatórios de acumulação, e vem atuando para difundir o conhecimento destes benefícios junto ao público. Também reconhecemos os impactos consequentes da dificuldade de implantação de novos empreendimentos, e se empenha na busca de soluções para a identificação de projetos socio-ambientalmente viáveis e desenvolvimento destes projetos sob as corretas condições socio-ambientais. Entretanto, reconhecemos que no horizonte decenal a cesta de projetos de UHE candidatas é restrita, o que tem dificultado a viabilização de novos empreendimentos. Estamos desenvolvendo estudos para identificar novos projetos candidatos à expansão dos planos seguintes, o que, certamente contribuirá para a ampliação da participação de UHE na expansão do sistema. Quanto às questões de responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos e licenciamento ambiental, são discussões que, ainda que importantes, fogem ao escopo específico desta consulta sobre o PDE. Sugerimos apresentar proposta e discutir o tema através de processo específico de interação com MME, EPE e outras instituições setoriais.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.140	ABRACE	Questiona a redução da expectativa de geração termelétrica ao longo do horizonte, destacando a maior inserção de renováveis. Questiona também qual o montante de geração firme será demandado para uma operação mais segura do sistema, tanto com relação aos aspectos energéticos quanto de estabilidade elétrica.	N	O PDE 2026 apresenta os avanços metodológicos que a EPE julga importantes para que os estudos de planejamento estejam cada vez mais aderentes à realidade operativa, incluindo melhor discretização temporal e espacial, além de maior integração entre geração e transmissão. Com isso, a estimativa de geração futura irá refletir as reais necessidades do sistema, considerando as variações inerentes aos recursos naturais. Entendemos que, neste ciclo, diversos avanços foram apresentados, mas reconhecemos que ainda existe um longo trabalho, para o qual contamos com a colaboração de todo o setor.
3.141	ABRACE	Contribui para que o MME tenha atuação ativa para destravar projetos hidrelétricos de grande e médio porte e, quando possível, com reservatórios de regularização. Sugere que no PDE sejam feitas análises de expansão do sistema comparando usinas fio d'água e com reservatórios - custos de operação e emissão de CO2	N	Reconhecemos os benefícios referentes as UHE, incluindo aquelas com reservatórios de acumulação, e vem atuando para difundir o conhecimento destes benefícios junto ao público. Também reconhecemos os impactos consequentes da dificuldade de implantação de novos empreendimentos, e se empenha na busca de soluções para a identificação de projetos socio-ambientalmente viáveis e desenvolvimento destes projetos sob as corretas condições socio-ambientais. Entretanto, reconhecemos que no horizonte decenal a cesta de projetos de UHE candidatas é restrita, o que tem dificultado a viabilização de novos empreendimentos. Estamos desenvolvendo estudos para identificar novos projetos candidatos à expansão dos planos seguintes, o que, certamente contribuirá para a ampliação da participação de UHE na expansão do sistema.
3.142	ABRACE	Sugere que no PDE sejam feitas análises ambientais-econômico-financeiras das fontes eólicas em comparação às hidrelétricas (com e sem reservatório) e as usinas térmicas (gás e carvão).	N	Agradecemos pela contribuição. A introdução do MDI é um importante passo para o aperfeiçoamento dos estudos de planejamento, permitindo comparações objetivas entre alternativas de expansão. O processo de consulta pública está contribuindo com diversas sugestões de estudos adicionais, que serão avaliadas para os próximos ciclos ou, até mesmo, análises específicas.
3.143	ABRACE	Comenta o avanço no PDE em mostrar a necessidade de ponta do sistema. Também comenta a importância da incorporação de modelos com discretização em base horária para refletir o custo de energia em tempo real. Sugere, por fim que os estudos sejam feitos seguindo um modelo "livre", sem imposição ou reserva de mercado para determinada fonte.	N	O PDE 2026 apresentou comparações objetivas entre as alternativas, evidenciando o impacto de cada decisão de política estabelecida, contribuindo assim para a discussão com a sociedade.
3.144	UNICA	Sugere o aumento da participação da biomassa de bagaço da cana na expansão indicativa do PDE	N	A indicação do PDE 2026 foi oriunda das simulações do MDI, que levam em consideração os custos e benefícios de cada fonte de geração, além dos potenciais técnicos. Ressaltamos, entretanto, que os parâmetros de entrada para o Modelo são constantemente revistos, considerando inclusive as novas informações recebidas nesse processo de consulta pública. Dessa forma, os comentários serão levados em consideração na definição das premissas para o PDE 2027.
3.145	CPFL	Sugere a realização de uma apresentação e disponibilização do MDI e a abertura de canal de comunicação com a sociedade, institutos de pesquisa e agentes do setor para contribuir com o avanço metodológico do modelo.	N	Estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.146	CPFL	Acreditam que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas, o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão, que poderiam ser incorporados ao custo operativo do sistema. Sugere que o PDE detalhe estes custos.	N	Os custos utilizados no MDI são apresentados na NT EPE-DEE-RE-27/2017 – r0. O modelo MDI já considera custos referentes a interligações entre submercados, e aprimoramentos para consideração de outros custos de transmissão estão entre os objetos de investigação para aprimoramentos futuros.
3.147	CPFL	Em relação aos valores apresentados na tabela 13 do relatório, não fica claro nesta tabela se o valor de investimento é apenas referente ao CAPEX dos empreendimentos ou se engloba o custo de operação do parque, ou seja, o OPEX das novas usinas.	N	Os custos apresentados referem-se ao investimento total. Entretanto, vale ressaltar que o custo de operação também é considerado na definição da expansão ótima.
3.148	CPFL	Para o cenário com restrição total para UHE, como pode ser verificado na Tabela 13 do relatório, o investimento em geração previsto nesse cenário apresenta o menor valor de todos, dando a falsa impressão que essa seria a melhor alternativa econômica para expandir a geração. Para uma avaliação correta deve ser considerado o custo referente à operação do sistema elétrico, sugere a CPFL. Ainda neste cenário, também é citado que a condição de restrição total de UHE foi considerada por causa da dificuldade de licenciamento ambiental. Por outro lado, os resultados do MDI para a alternativa apresentada neste cenário é o incremento de térmicas a carvão, que contraditoriamente apresentam elevado impacto ambiental. No entendimento da CPFL, a princípio, seria mais adequado considerar térmicas a gás com tecnologia eficiente do que a carvão.	N	Estamos reformulando o MDI para produzir automaticamente relatório de saída com o valor atual dos custos de operação e investimento restrita ao horizonte de planejamento, deixando mais clara a comparação dos valores totais de custo de operação e expansão que já é feita pelo modelo. A avaliação do cenário extremo de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal considerou usinas térmicas a carvão mineral nacional com caldeiras do tipo leito fluidizado com eficiência de 38% e que, mesmo com custo de investimento de 9.000 R\$/kW, originou uma expansão mais econômica, embora em contrapartida implique em uma elevação nos níveis de emissão de CO2. Essa redução de custo pode inclusive contribuir para compensar o custo implícito de tonelada equivalente de CO2, que poderia ser incorporado ao investimento da usina como um "carbon tax", o que a tornaria mais sustentável ambientalmente. Este tipo de análise e maiores detalhamentos sobre esses custos estão sendo estudados para compor as análises dos próximos ciclos.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.149	CPFL	Diz que a falta de informações relacionadas aos custos de operação do sistema, de perdas, do investimento na transmissão associada e restrições ambientais levam a tal conclusão, motivo pelo qual reforça a necessidade de detalhar tais informações. Além disso, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para "alternativa de ponta", não fica claro, nos cenários de expansão da geração, os tipos de fonte que seriam contemplados para atendimento desta demanda. Pedem maior clareza de participação desse item na matriz.	N	Os custos utilizados no MDI são apresentados na NT CME (EPE-DEE-RE-27-2017_r0). Com relação à Alternativa de Ponta, conforme apresentado no plano, a EPE vem se esforçando na busca de avanços que permitam o detalhamento necessário.
3.150	CPFL	Solicitam os decks de entrada do modelo Newwave para os casos de expansão avaliados, além do caso de referência e de demanda alternativa que já foram disponibilizados.	N	Estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.151	COGEN	Solicita aumento da indicação de biomassa a bagaço de cana. Justifica o pleito referenciando o programa RenovaBio e citando expectativas de aumento da produção de etanol e, conseqüentemente, de bagaço para cogeração de energia elétrica.	N	A indicação do PDE 2026 foi oriunda das simulações do MDI, que levam em consideração os custos e benefícios de cada fonte de geração, além dos potenciais técnicos. Ressaltamos, entretanto, que os parâmetros de entrada para o Modelo são constantemente revistos, considerando inclusive as novas informações recebidas nesse processo de consulta pública. Dessa forma, os comentários serão levados em consideração na definição das premissas para o PDE 2027.
3.152	CEPEL	Sugere alterações do texto da NT do MDI e CME, e maior detalhamento.	S	Ajustes serão feitos na NT e Relatório.
3.153	CEPEL	Sugere nova forma de cálculo, questiona a validade dos resultados de se obter o CME de uma solução inteira. Solicita submissão da metodologia ao CPAMP.	N	Análises internas foram realizadas e a conclusão é de que o efeito não seja representativo, permitindo o uso da aproximação. Novas análises e evoluções no cálculo estão em andamento e poderão ser apresentadas nos próximos ciclos. Além disso, estamos nos empenhando para estruturar os dados e documentar o modelo, visando disponibilizá-lo abertamente.
3.154	FMASE	Deixar claro, de forma inequívoca, que as grandes UHE's são fontes renováveis;	N	O relatório aborda as UHE como fontes renováveis de energia.
3.155	GE	Sugere que as usinas a carvão no Brasil precisam ser modernizadas e com equipamentos de alta eficiência e recomenda a sua tecnologia e o uso de carvão nacional localizado no sul do país.	N	Apesar de a opção de carvão mineral nacional não constar no horizonte decenal da alternativa de referência existe no PDE 2026 a indicação de que novas unidades mais eficientes possam vir a substituir as usinas antigas, que se encontram atualmente em fase de desativação. Ressaltamos que um dos cenários what if avalia os efeitos de uma total restrição do desenvolvimento de novas UHE sobre a expansão ótima do SIN. Nesse panorama, a opção de carvão mineral nacional surge como alternativa economicamente viável, embora resulte em níveis de emissão de gases causadores do efeito estufa mais elevados.
3.156	GE	Sugere que os empreendimentos hidráulicos menores e localizados próximos ao centro de carga deveriam ser valorados corretamente, uma vez que reduzem as perdas elétricas na transmissão de energia. Também indica que os projetos de grande porte hidrelétricos devem ser explorados tanto os novos como Marabá, Santa Isabel e São Jerônimo, bem como a modernização dos equipamentos do parque hídrico existente.	N	Conforme mencionado no texto do plano, estudos estão em andamento na EPE para avaliar com mais detalhes as retrições da rede de transmissão. Sobre os projetos hidrelétricos foram considerados candidatos aqueles cuja avaliação processual indica viabilidade de entrada no horizonte decenal.
3.157	GE	Comenta sobre a factibilidade dos cenários what-if (1) e (7) para a cadeia de fornecimento eólico. No final faz comentário sobre a necessidade dos modelos de despacho em tempo real.	N	Este PDE apresentou além da inovação metodológica, alternativas de cenários de expansão submetidos à diferentes premissas de planejamento, para a representar as incertezas na expansão do sistema. Os cenários what if apresentados no PDE 2026 foram estabelecidos com premissas consideradas factíveis pela EPE. Entendemos que os avanços metodológicos citados são importantes para a elaboração das premissas para os próximos ciclos. Agradecemos a contribuição, que será considerada na elaboração das premissas para o próximo ciclo. Além disso, é importante mencionar que as capacidades de manufatura de equipamentos internamente ao Brasil (assim como a capacidade de importação) não devem ser consideradas estáticas, já que pode ocorrer, no longo prazo, um ajuste da capacidade de manufatura à demanda nacional.
3.158	GE	Comentário sobre pequena indicação de PCHs no plano, sendo que este tipo de fonte traz benefícios ao sistema: facilidade de conexão, potencial de 7 GW outorgados ou em fase de outorga e poder ser complementada com solar. Também solicita aumento do limite de projetos de PCHs de 30 MW para 50 MW com os mesmos benefícios.	N	Inicialmente, destacamos que o Plano possui um caráter indicativo. Além disso, o planejamento é um processo constante de avaliação do conjunto de opções para atendimento a demanda, de forma segura ao longo do horizonte de estudo, a partir das melhores informações disponíveis no momento. Assim, contribuições recebidas nesse sentido irão compor as discussões das premissas para o PDE 2027, além de compor a base de dados da EPE.
3.159	GE	Comenta sobre a maior indicação de biomassa	N	As UTE estão sendo cuidadosamente avaliadas, incluindo a biomassa a bagaço de cana e florestal, para que os diversos benefícios e impactos sejam adequadamente mensurados. Nesse sentido, o processo de consulta pública do PDE vem obtendo mais informações, que serão utilizadas nos próximos ciclos.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.160	GE	Comentário sobre as alternativas de ponta, ressalta a necessidade de modelos de negócios que valorem os atributos de cada fonte e sua contribuição para o sistema. Agrega comentários sobre a possibilidade de usinas híbridas PCH/Solar e Eólica/Solar e, também, sobre ampliação de usinas hidrelétricas existentes.	N	O PDE apresenta a necessidade de fontes para complementação de potência, denominadas Alternativas de Ponta e descreve as que apresentam, atualmente, maior viabilidade para o horizonte decenal. Adicionalmente, são apresentados os avanços necessários para o maior detalhamento e indicação das fontes mais adequadas ao serviço a ser prestado. Sobre a necessidade de modelo de negócios, ressaltamos que o PDE tem como objetivo também incitar a discussão da sociedade e instituições setoriais sobre regulação e regras de mercado alinhados com os desafios futuros do setor.
3.161	NOVA POLÍTICA	Crítica algumas usinas na Amazônia, como Bem querer e que está no PDE, que poderiam trazer problemas a migração de peixes no rio ou baixa eficiência área alagada/MW gerado.	N	O PDE considera a variável socioambiental na elaboração dos estudos de expansão da oferta de geração, respeitando os prazos processuais para a implantação dos projetos. Além disso, o MDI avalia a relação de custo e benefício dos empreendimentos, escolhendo aqueles que agreguem maior benefício ao menor custo. Nessa linha, alguns empreendimentos se mostram altamente benéficos para a operação do SIN, dentre eles a UHE Bem Querere, que apresenta sazonalidade complementar a maior parte das bacias do SIN, aumentando a geração de energia em períodos de maior necessidade.
3.162	NOVA POLÍTICA	Pede maior participação de UTE's a biomassa no PDE: Crítica as UTE's com combustíveis fósseis a gás natural por provocar impactos significativos desse tipo de geração, como o elevado consumo de água e qualidade do ar, além do impacto na qualidade dos corpos hídricos nos quais a usina irá descartar seus efluentes; Sugere a retirada do carvão mineral da matriz energética brasileira, devido ao seu enorme impacto ambiental com emissão de poluentes e gases de efeito estufa (muito superior à sua participação na matriz); Pede a retirada de Angra 3 do PDE e pra que não se inclua mais nenhuma nuclear no plano.	N	As UTE estão sendo cuidadosamente avaliadas, para que os diversos benefícios e impactos sejam adequadamente mensurados. Nesse sentido, o processo de consulta pública do PDE vem obtendo mais informações, que serão utilizadas nos próximos ciclos.
3.163	NOVA POLÍTICA	Não vê como viável e aceitável a construção de nenhuma hidrelétrica adicional na Amazônia; Diz que a metodologia de elaboração do inventário e da AAI precisa ser revisada e aprimorada.	N	O potencial hidroelétrico posto a disposição para inclusão na expansão indicativa contempla as datas mais cedo de implantação de cada empreendimento função dos tempos estimados para a conclusão dos diversos processos envolvidos (restrições ambientais, de construção, etc). As dificuldades de implantação dos grandes aproveitamentos na Amazônia são contempladas por exemplo na visão de futuro onde se admite o não aproveitamento do potencial hidroelétrico como um todo.
3.164	EDP	Defende que, além do atendimento de ponta, a EPE considere relevante a valoração de outros atributos como: Confiabilidade; Velocidade de respostas às decisões de despacho; Contribuição para redução das perdas; Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição; Capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo; Capacidade de regulação de tensão e de frequência; Custos variáveis de produção baixos; Reduzidos impactos ambientais. A EDP acredita que o mercado de serviços ancilares poderia ser iniciado com mecanismos cuja oferta ocorra com um dia de antecedência, assim como com uma hora de antecedência, abrindo caminho para o seu desenvolvimento. Os custos determinados a partir da oferta de preço e volume seriam alocados parcialmente aos consumidores – que se beneficiam do baixo custo de produção das fontes intermitentes – e aos agentes causadores da intermitência, criando-se, assim, mecanismos que devem estimular a eficiência dos agentes que demandam ou proveem os respectivos serviços ancilares.	N	A EPE vem buscando desenvolvimentos metodológicos que permitam análises cada vez mais detalhadas para a identificação dos atributos necessários para a expansão do sistema.
3.165	EDP	A EDP entende que a modernização da infraestrutura de medição inteligente caracteriza-se como fundamental e inadiável para promover ganhos de eficiência a todos os agentes do Setor Elétrico Brasileiro. A EDP defende a necessidade de uma política nacional de Governo para a implantação da medição inteligente e o necessário arcabouço legal robusto para a evolução dos sistemas de medição atrelados à capacidade de transmissão de dados, com o objetivo de promover a eficiente utilização do sistema elétrico da geração ao consumo.	N	Ressaltamos que o PDE tem como objetivo incitar a discussão da sociedade e instituições setoriais sobre regulação e regras de mercado alinhados com os desafios futuros do setor, incluindo questões relacionadas ao tópico em tela.
3.166	EDP	A EDP acredita que poderia ser realizado um cenário adicional: Caso 9 - Expansão Incentivando UTE de Base. A EDP acredita que o despacho intenso das termelétricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência. A EDP acredita ser importante uma reestruturação do mercado de serviços ancilares para que os geradores despacháveis tenham uma remuneração compatível com os serviços prestados. Diante do exposto, a EDP defende que a EPE deve avaliar o impacto de considerar a inserção de termelétricas operando na base do sistema, com baixa inflexibilidade.	N	O portfólio de projetos termelétricos candidatos à expansão no PDE 2026 já incluem tanto usinas flexíveis, capazes de operar na ponta, como usinas com diferentes graus de inflexibilidade, inclusive com custos variáveis menores. Neste contexto, o MDI aponta maior viabilidade para implantação de usinas flexíveis, que operam com baixo fator de carga e possuem capacidade de modulação. Entretanto, concordamos que para os próximos ciclos será necessário uma análise mais apurada, que permita melhor identificação dos custos variáveis para atendimento à ponta e a geração de base.
3.167	PESSOA FÍSICA	Diz que a EPE compara custos entre as opções de fontes de energia, e que essas informações deveriam ser levadas a público, comparando não apenas os custos em reais de grandes reservatórios e térmicas (em razão do despacho), mas também comparando as emissões de CO2. Defende a construção de grandes reservatórios de regularização ao invés de UTE's, que segundo o autor, poluem o meio ambiente com a emissão de gases. Crítica o PDE por restringir a construção de grandes reservatórios de regularização.	N	A redução de custo versus o aumento de emissões de gases causadores do efeito estufa pode contribuir para o cálculo do custo implícito de tonelada equivalente de CO2, que poderia ser incorporado ao investimento da usina como um "carbon tax", o que a tornaria as opções mais sustentáveis ambientalmente. Este tipo de análise e maiores detalhamentos sobre esses custos estão sendo estudados para compor as análises dos próximos ciclos.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.168	UFRJ/GESEL	Pede que considere também o Programa de Desenvolvimento do SE da Bolívia que prevê construir UHE no território boliviano para exportação ao mercado elétrico brasileiro, como é o caso da UHE de Cachoeira Esperança, no rio Beni, afluente do rio Madeira. Sugere que o estudo sobre UHE Binacional Brasil-Bolívia devam fazer parte do planejamento do setor através do PDE 2026.	N	Como descrito no Plano, os empreendimentos serão considerados a medida que os acordos se concretizem e os estudos sejam concluídos.
3.169	ABGD	A contribuição discute o papel da GD e sua possível contribuição no Plano, além de seus "inúmeros benefícios". A instituição defende uma maior e melhor abordagem da GD no plano, tendo uma seção própria para a GD subdividida por escala de produção (grande, média e pequena), e por fonte. Além disso, comenta que a penetração de GD é muito tímida e inferior quando comparada à projeções da Aneel e do Energy Outlook de 2017.	N	O capítulo 3, atualmente, aborda apenas a geração centralizada. A GD é abordada em outra parte do plano. Ressaltamos que o PDE tem como objetivo incitar a discussão da sociedade e instituições setoriais sobre regulação e regras de mercado alinhados com os desafios futuros do setor, incluindo questões relacionadas ao tópico em tela.
3.170	UFRJ/GESEL	Sugere um estudo do atendimento à ponta com a UHE Tucuruí: contratar térmica de base para gerar no período úmido e segurar a geração de Tucuruí nessa época, para manter essa UHE acima da cota 62 no período seco. O custo da energia necessária deve ser comparado aos custos evitados em termos de contratação de termoeletricas de ponta. A mesma abordagem pode ser empregada para outras hidroelétricas com reservatório.	N	Agradecemos pela contribuição. A sugestão será avaliada para os próximos ciclos.
3.171	UFRJ/GESEL	Sugere a valoração da flexibilidade operativa das térmicas de duas formas: - apurar a remuneração adicional necessária para viabilizar uma geração em regime mais flexível e compará-la à economia esperada com o pagamento de geração flexível - apurar o custo dos investimentos evitados em nova capacidade de geração flexível e compará-lo com a remuneração adicional necessária para viabilizar maior flexibilidade da geração existente	N	Agradecemos pela contribuição. A sugestão será avaliada para os próximos ciclos.
3.172	ABSOLAR	Alterar "solar fotovoltaica" para "geração centralizada solar fotovoltaica"	S	O texto será modificado para incorporar a sugestão.
3.173	ABSOLAR	Recomenda que o cenário de referência do PDE 2026 seja organizado em dois segmentos complementares de planejamento: (1) expansão com base em uma política energética de inserção de renováveis, de caráter determinativo, que leve em consideração as potencialidades geográficas regionais, o desenvolvimento econômico, social e ambiental, o desenvolvimento de cadeias produtivas estratégicas ao país, o alinhamento com as demais políticas transversais do Governo Federal e a diversificação do portfólio de fontes renováveis do país; e (2) expansão de suporte, voltada a promover a segurança elétrica e operativa necessária para o adequado balanceamento entre a expansão renovável e o suprimento complementar da demanda, com base nas premissas de livre mercado.	N	O planejamento da expansão da geração tem caráter indicativo e quaisquer políticas setoriais são consideradas na elaboração dos estudos técnicos.
3.174	ABRAPCH	O modelo utilizado pela EPE para elaborar o PDE não levou em conta a intermitência das eólicas e solares, nem os problemas deles decorrentes. Sugere inserir no modelo o cálculo da intermitência das eólicas e solares de forma precisa, quantificar os custos decorrentes e rever o PDE do SEB a partir do modelo já com a inserção destes cálculos.	N	Entendemos que os avanços metodológicos apresentados são importantes para o setor, mas reconhece, como apresentado no relatório, que ainda existem muitos outros necessários, dentre os quais os pontos descritos na contribuição. Estamos trabalhando para atingir esse objetivo e agradecemos toda contribuição nesse sentido.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.175	ABRAPCH	O setor de CGHs e PCHs tem um potencial remanescente total estimado em aproximadamente 32.400 MW de potência instalada, dos quais, conforme dito, 7.300 MW estão aptos a participar de leilões até 2021 e mais 8.300 MW poderiam ser contratados de 2022 a 2027. Nota-se também a previsão de se contratar UTEs a gás no NE com inflexibilidade de 50%, possivelmente para "cobrir" a falta de geração eólica ao longo do dia, compensando a variabilidade natural dos ventos. Questiona-se se esta seria a melhor opção. Assim, requer-se que a EPE reveja o cenário avaliando a possibilidade de se atingir o mesmo objetivo cobrindo parte desta intermitência com CGHs, PCHs, Biomassa. Solicita-se também que a EPE informe quais foram as razões destas premissas, os motivos pelos quais as PCHs e CGHs foram a única fonte não contemplada e requer-se seja inserida no PDE uma contratação mínima obrigatória de pelo menos 1.000 MW de PCHs e CGHs. A ABRAPCH pergunta porque somente foi considerada a opção de utilizar UTE's, se a própria EPE entende que outras opções podem ser possíveis? Muitas PCHs podem ser destinadas ao atendimento à ponta, e poderiam desempenhar este papel. A ABRAPCH requer que o PDE seja revisito, para que a contratação térmica seja revertida para energias renováveis, principalmente PCHs e CGHs, capazes de cumprir as funções das usinas térmicas propostas e com a vantagem da sustentabilidade socioeconômica e ambiental. A ABRAPCH concorda e solicita que o volume de contratação obrigatória anual de CGHs e PCHs seja pelo menos equiparada a eólicas e solares.	N	As PCH são explicitamente consideradas no PDE, fazendo parte da oferta indicativa, e seus benefícios descritos, inclusive para o atendimento à demanda máxima. Sobre a UTE na Região NE, seu objetivo não é unicamente cobrir a intermitência das eólicas. Quanto a alternativa para atendimento à ponta, o PDE 2026 considera todas as alternativas viáveis como candidatas a esse serviço. A utilização de UTE a ciclo aberto nas simulações foi unicamente devido à modelagem dos softwares utilizados, e não uma preferência por essa fonte no estudo.
3.176	ABSOLAR	Indicação de um programa de expansão da oferta de geração centralizada solar fotovoltaica de no mínimo 2000 MW a partir de 2020, ao invés dos 1000 MW indicados.	N	Agradecemos pela contribuição. Como o PDE é um instrumento indicativo de planejamento, as revisões dos dados que impactam na competitividade e indicação das fontes são revistos a cada ciclo, levando em consideração os novos insumos obtidos na consulta pública.
3.177	ABSOLAR	Recomenda a criação de um box específico sobre a fonte solar fotovoltaica explicando, de forma clara e objetiva, as sólidas razões que levam o MME e a EPE a estabelecer uma política energética estruturada para a incorporação da fonte ao país. É colocado uma sugestão de texto para o box.	N	As informações sobre energia solar fotovoltaica já estão incluídas no PDE no capítulo 3 (geração centralizada) e no capítulo 9 (geração distribuída). A sugestão desse box será considerada para os próximos ciclos.
3.178	ABSOLAR	Recomenda separação entre os volumes projetados para energia fotovoltaica centralizada e distribuída	N	A contribuição já é considerada no PDE. A projeção de geração centralizada de energia solar fotovoltaica é mostrada no capítulo 3. Já a geração distribuída é apresentada no Capítulo 9.
3.179	ABSOLAR	Sugestão de mudança do texto sobre o preço da geração fotovoltaica. Pag. 62	N	O texto foi elaborado de acordo com as melhores informações que a EPE dispunha no momento de elaboração. A discussão com a sociedade, que trará novas informações, alimentará as discussões para os ciclos. Além disso, de modo a explicitar a incerteza que envolve os custos futuros da fonte, foi elaborado um cenário what if específico para o tema.
3.180	ABSOLAR	Sugestão de mudança do texto sobre atendimento à ponta do sistema. Pag. 64	N	Estudos estão em andamento para melhor estimar a contribuição solar no atendimento à demanda de ponta. Dessa forma, as sugestões serão avaliadas para os próximos ciclos do PDE.
3.181	ABSOLAR	No Box 3.4. - atendimento à demanda máxima: Sugestão de inserir um cronograma de implementação de medidas por parte do MME/EPE, visando o aprimoramento das ferramentas computacionais de planejamento e operação da matriz elétrica nacional	N	Agradecemos pela sugestão. Os trabalhos estão em andamento e vão sendo apresentados ao público a medida que apresentem grau de maturidade adequado.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
3.182	ABSOLAR	Sugestão de mudança do texto do item 3.5.2.3 Caso 4. Pag. 66. Eles sugerem que seja explicitado que a carga tributária incidente sobre os equipamentos da indústria solar fotovoltaica é muito alta.	N	Não é objetivo do EPE qualificar a carga tributária aplicável a diferentes tecnologias. Os dados de entrada para o PDE, já considerando a carga tributária aplicável a cada fonte na determinação de parâmetros como despesas de capital e impostos/tributos, são apresentados na NT EPE-DEE-RE-27/2017 – r0
3.183	ABSOLAR	O estudo conclui que, mantidas as condições atuais pelo horizonte de 2017 a 2020, projeta-se o acionamento de termelétricas com CVU superiores a R\$ 300/MWh – mais caras que a energia solar fotovoltaica, cujo preço médio de venda no 2º LER de 2015 foi de R\$ 297/MWh. Isso significa que o déficit de garantia física não coberto pelas usinas termelétricas a serem acionadas, ou seja, com CVU superior ao valor de referência definido pela EPE/ONS, representa uma necessidade de energia de reserva. Déficit de garantia física de 8,7 GWmédios de fontes renováveis.	N	O diagnóstico apresentado está incorreto. O acionamento de geração com custos de operação acima dos custos nivelados de outra tecnologia não implica necessariamente em que deve ser contratada a outra tecnologia. As decisões para a construção de plano de expansão indicativo devem considerar fenômenos técnicos que incluem os custos totais de cada alternativa de expansão - custos de investimento e de operação, sendo que os últimos dependem da frequência de acionamento das tecnologias - e de sua controlabilidade (capacidade de despacho para atender ao balanço de demanda e oferta sob despacho do operador). Além disso, a forma de construção do PDE garante que se indique o montante total de oferta de geração a ser contratado, independente da forma de sua contratação (por exemplo, independente da contratação como Energia de Reserva ou Energia Nova).
3.184	ORION	Apresenta uma reportagem sobre o impacto da iniciativa SunShot, do DoE, nos preços da Solar	N	Agradecemos pela contribuição, que servirá de insumo para os próximos ciclos. Destaca-se que os custos utilizados no PDE 2026 levaram em consideração a prática de valores como os apresentados.
4.001	ABIAPE	Reforço nas Interligações: (i) Outro aspecto que merece ser estudado: mesmo com o aumento dos custos com transmissão (TUST), ainda existem muitas restrições elétricas no sistema. Ou seja, o aumento da RAP das transmissoras deveria ser inversamente proporcional ao montante dos encargos de serviço do sistema de caráter elétrico, deferentemente da incoerência que ocorre atualmente onde os dois custos são crescentes. (ii) Quanto à conexão de sistemas isolados ao SIN a ABIAPE recomenda atenção no planejamento, adequando-o à realidade do sistema isolado para que os resultados não sejam frustrados, a exemplo das interligações Porto Velho, Rio Branco, Manaus e Macapá que não extinguíram a geração térmica. Também deve-se ponderar cenários de sensibilidade em relação à expansão de referência, incluindo atrasos nos cronogramas de expansão ou outras eventualidades.(Verificar com a SGE qual foi a resposta dada por ela)	N	(i) Com relação ao aumento dos custos de transmissão (TUST) e a existência de restrições elétricas no sistema, cabe observar que essas restrições em sua grande maioria são devidas aos atrasos na implantação das obras planejadas e licitadas, provocados por motivos diversos (questões fundiárias, socioambientais, saúde econômica das transmissoras responsáveis, etc.) e não por indisponibilidade operacional das instalações implantadas. Os atrasos na implantação devem ser contratualmente cobertos quanto às devidas penalidades. Vários são os fatores que levaram ao aumento da RAP, sendo o principal a majoração da taxa de retorno de forma a aumentar a atratividade dos leilões de transmissão, atenuando os riscos associados às dificuldades socioambientais hoje enfrentadas pelos agentes, acrescida do elevado custo fundiário verificado em diversas regiões. (ii) No planejamento da expansão da transmissão, uma nova interligação ou o reforço de interligações existentes, a questão técnico-econômica e seu custo/benefício são primordiais para sua recomendação, já sob as metodologias atualmente utilizadas pela EPE. No que diz respeito à interligação dos sistemas isolados, de fato estima-se grande economia na integração dessas áreas pela redução/eliminação do despacho térmico local. No entanto, por se tratar, via de regra de regiões de grande sensibilidade socioambiental, há grande incerteza quanto ao cumprimento do prazo de implantação estimado nos estudos. Atentos à essas questões, o MME/ANEEL adequaram o prazo de implantação de linhas de transmissão para 48-60 meses, quando anteriormente eram praticados os prazos de 24-36 meses, e, paralelamente, incentivando a antecipação da execução através do correspondente alongamento do período dos fluxos de caixa. Dessa forma, a EPE tem considerado em seus estudos esses novos prazos, mais adequados à realidade brasileira.
4.002	ABRACE	Interligação de Sistemas Isolados: -> economia pela eliminação de geração térmica a diesel. No entanto, a conexão ao SIN não resulta em redução imediata da CCC pq os reembolsos da CCC perduram enquanto estiverem vigentes os contratos de compra de energia, mesmo após a interligação ao SIN. Sugere que a EPE monte o cronograma de interligações de SI em datas compatíveis com o fim dos contratos vigentes, para evitar onerar duplamente o consumidor de energia : CCC e aumento de tarifa	N	De fato o ideal seria harmonizar o cronograma de entrada em operação da interligação com o término do contrato das usinas térmicas. No entanto, considerando as incertezas nos prazos de implantação dos empreendimentos de transmissão, principalmente aqueles associados às interligações de sistemas isolados, normalmente localizados em regiões com grande sensibilidade socioambiental (florestas, terras indígenas, parques nacionais, etc.), não há como ajustar com exatidão a entrada em operação dessas interligações e o descomissionamento das usinas térmicas. Há também que se considerar que, mesmo após a interligação com o SIN, permanece a necessidade de um <i>back-up</i> mínimo de disponibilidade de capacidade de geração local por razões de segurança energética. Uma estratégia que se tem adotado nos leilões dos sistemas isolados é a de se encurtar os prazos de recontração de geração térmica local, proporcionando flexibilidade para se instalar a interligação elétrica ou alternativas de fontes locais mais baratas, e reduzindo o período de duplicidade de ônus aos consumidores.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
4.003	ABRACE	Planejamento proativo da transmissão: estratégias equivocadas de expansão serão mais custosas para o usuário. A Abrace solicita que a EPE esclareça como o planejamento da transmissão pode manter a flexibilidade necessária para lidar com diferentes cenários de expansão da geração, em especial geração distribuída, eficiência energética e possibilidade de armazenamento e com os reflexos de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda. Por exemplo, a depender do sucesso de programas de resposta da demanda nos próximos anos, pode haver potencial para postergação de alguns investimentos em transmissão.	N	Efetivamente um dos grandes desafios do planejamento proativo é lidar com o equilíbrio entre a incerteza da expansão da oferta e a recomendação de ativos de transmissão que venham a ficar ociosos, o que se traduz no arrependimento da decisão de implantar uma determinada instalação. Por outro lado, se reconhece que o planejamento proativo permite flexibilizar as decisões de expansão do portfólio de geração indicativa do Plano Decenal. A EPE tem buscado o aprimoramento dos seus modelos de planejamento integrado geração/transmissão, somado à crescente melhoria da qualidade do banco de dados de potenciais usinas obtidas a partir do cadastramento para os leilões de energia. Sem dúvida, a partir do momento em que se dispuser de informações mais confiáveis referentes à geração distribuída, eficiência energética, armazenamento e gerenciamento pela demanda, estes aspectos serão incorporados aos estudos de planejamento proativo.
4.004	ABRACE	Caso ABENGOA: solução apontada pelo PDE está em adotar medidas corretivas como a antecipação de obras já previstas, mas que não seriam imediatamente necessárias caso não houvesse atraso nas obras licitadas. Considerando que os investimentos associados às medidas corretivas citadas podem se tornar redundantes quando a questão das obras atrasadas estiver resolvida, a ABRACE pede que a EPE detalhe quais são os custos associados às medidas corretivas e em que medida esses custos poderiam ser evitados caso não houvesse atraso nas obras. Além disso, caso haja nova licitação desses ativos, pedimos que seja feita uma reavaliação a respeito do momento em que os investimentos serão necessários, de modo a reduzir o prejuízo aos usuários do sistema de transmissão.	N	As medidas corretivas citadas no PDE para mitigar o impacto do atraso das obras da ABENGOA, tratam de obras já licitadas cujo acompanhamento pela Fiscalização da ANEEL será de extrema importância para garantir o cumprimento do prazo de implantação previsto no contrato de concessão e o empenho para antecipação desse prazo. Como essas obras foram recomendadas a partir de estudos que já contemplavam as obras da ABENGOA (data de entrada em operação posterior às da ABENGOA), não há risco de redundância. Por outro lado, quanto à eventual relicitação das obras da Abengoa, a EPE tem realizado estudos que priorizam e reavaliam aquelas obras cuja ausência não foi atenuada pelos estudos subsequentes, de modo a minimizar o arrependimento ou possibilidade de duplicidade de instalações. Algumas dessas obras constarão do próximo leilão de transmissão a se realizar em dezembro/2017.
4.005	ABRAPCH	Os estudos de transmissão buscam adequar a rede à geração sintetizada. No entanto a expansão é calculada separadamente. Um planejamento conjunto poderia usar geração localizada, por exemplo PCHs, para mitigar riscos e custos de transmissão, com a vantagem da redução das perdas e do aumento da confiabilidade local.	N	A EPE atenta à necessidade de maior integração entre o planejamento de expansão da oferta e a expansão da transmissão, vem trabalhando no aprimoramento dos modelos de simulação energéticas incorporando os aspectos elétricos e econômicos relativos à transmissão no modelo de decisão da expansão da geração.
4.006	CESP	Dificuldade do leitor em vincular as premissas de expansão da geração vis a vis a proposta de expansão da rede. Carece no capítulo da transmissão um resumo das alternativas avaliadas com os incrementos de capacidade de transmissão em mapa e tabela, se possível vinculada com os cenários de expansão da oferta apresentados.	N	No que se refere às interligações dos subsistemas, o modelo de decisão de investimentos da geração (MDI) incorpora os custos associados às expansões dessas interligações. Por outro lado, o planejamento da expansão da transmissão deve ser estabelecido de forma prospectiva, considerando as dificuldades de implantação de alguns troncos de transmissão, possibilitando, assim, uma flexibilidade para acomodar os diversos cenários de implantação de fontes de geração. Na Tabela 23 - Reforços das Interligações (cap. IV) do PDE, são apresentados os incrementos de capacidade das interligações e obras associadas, os quais foram considerados nos cálculos no capítulo de expansão da geração.
4.007	CESP	Revisão dos valores da TUST, considerando a base de dados da rede transmissão atualizada, conforme os casos de fluxo de potência referenciais divulgados na página da EPE na Internet, os quais são consistentes com o cenário de referência da expansão da geração apresentada no correspondente capítulo do PDE.	S	De fato, as tarifas individuais de cada gerador são diretamente afetadas pela detalhada representação da rede de transmissão do SIN, considerando as malhas dos sistemas regionais estudadas e as interligações. No documento do PDE, por outro lado, ao invés dos valores individuais, busca-se caracterizar a tendência de evolução dos valores médios das tarifas (TUST) dos geradores e consumidores, considerando as informações mais atualizadas da rede disponíveis à época da elaboração do PDE, não se esperando que esses valores, em termos médios, de natureza indicativa, se alterem de forma significativa. De qualquer forma, os resultados de TUST apresentados na minuta da Consulta Pública vão ser revisados na versão final, considerando a base de dados da rede transmissão atualizada, conforme os casos de fluxo de potência referenciais divulgados na página da EPE na Internet, os quais são consistentes com o cenário de referência da expansão da geração apresentada no correspondente capítulo do PDE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
4.008	BROOKFIELD	As PCHs podem ser construídas perto dos grandes centros de carga, o que acarreta em menor investimento para a rede de transmissão e maior confiabilidade de suprimento. No entanto essa característica positivada PCHs não tem sido adquadamento identificada e valorizada no processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. São observados atrasos nas linhas de transmissão que conectam os mais importantes empreendimentos de geração do país (ABENGOA e ISOLUX) acarretando contingenciamento de áreas aptas a receber novos empreendimento, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, além do estado RS (potenciais eólicos). Apesar disso PDE 2026 apresenta cenário base de expressiva expansão da produção de energia com base em fontes eólica e solar. Por outro lado grande parte do potencial de expansão de PCHs está concentrada nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, fora do bioma amazônico, regiões que atualmente não observam restrições de transmissão. Mesmo diante desse cenário contraditório, o volume de expansão de PCHs é de apenas 300 MW muito a baixo da expansão prevista para as fontes eólica e solar. Brookfield Energia Renovável acredita que deveria haver uma revisão nos volumes previstos de expansão da geração no Plano Decenal de Expansão 2026, principalmente no que tange a expansão da capacidade instalada de novas PCHs.	N	Atenta à necessidade de maior integração entre o planejamento de expansão da oferta e o da expansão da transmissão, a EPE vem trabalhando no aprimoramento dos modelos de simulação energética incorporando os aspectos elétricos e econômicos relativos à transmissão no modelo de decisão da expansão da geração. Por outro lado, cabe ressaltar que, mesmo antes que este desenvolvimento relativo à maior integração no planejamento da expansão da geração e transmissão esteja completo, já se considera na expansão da geração informações sobre o sistema de transmissão. Para cada alternativa de expansão de geração, são considerados valores típicos de TUST como parte dos encargos pagos pelos geradores e que compõe seu custo fixo. E já é considerada de maneira integrada, para fins da determinação da expansão do sistema de geração utilizando o Modelo de Decisão de Investimentos, os custos de expansão de interligações inter-regionais. Aprimoramentos futuros dos modelos e metodologias utilizadas permitirão o aprofundamento da integração da expansão da transmissão e geração.
4.009	BROOKFIELD	Mesmo que o cronograma de obras indicado no PDE seja efetivamente implantado, persistiriam severas restrições de transmissão na região Nordeste, em contradição com a expressiva expansão de usinas eólica e solar indicadas pelo PDE para essa região.	N	As obras de expansão das interligações indicadas no PDE 2026 (Tabela 23 - Reforços das Interligações, Cap. IV), adicionadas às expansões dos sistemas regionais, são suficientes para escoar o potencial eólico e solar previstos para a região Nordeste. Dentre essas obras pode-se destacar a recapacitação da Interligação Norte - Sul e o conjunto de linhas de transmissão em 500 kV licitadas no Leilão 013/2015 - 2ª etapa, que agregam 2.000 MW e 6.000 MW, respectivamente, na capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.
4.010	CEMIG	Contribuições referentes ao texto e datas de entradas de obras	S	As contribuições serão incluídas na revisão da minuta do PDE 2026
4.011	EDP	A EDP defende que sejam considerados os devidos reparos e investimentos na rede transmissão oriundos das novas hidrelétricas previstas no PDE. Sugere o estudo de licitação das linhas de transmissão de forma conjunta com as usinas hidrelétricas	N	Os sistemas de conexão das usinas hidrelétricas previstas no PDE 2026, embora não estejam explicitados no texto do Capítulo IV, fazem parte do plano de expansão da transmissão e são consideradas em todos os estudos de expansão regionais realizados pela EPE. Cabe ressaltar que a conexão das usinas listadas pela EDP não acarretam expansão da rede de transmissão, exceto a para a UHE Castanheira para a qual haverá a necessidade de uma subestação seccionadora na LT230 kV Brasnorte – Juina, cujo custo e implantação são responsabilidade do empreendedor vencedor do leilão da usina. Dentre as ações que visam mitigar o descompasso entre a entrada em operação da geração e da transmissão, a alternativa de realização de leilão simultâneo ou combinado de geração e transmissão vem sendo objeto de consideração pela EPE, MME, ANEEL e ONS, principalmente para obras estruturantes.
4.012	ELEKTRO	Setor elétrico apresenta atrasos crônicos de obras, tema abordado apenas marginalmente no PDE. Segundo a Elektro o planejamento setorial precisa ser feito observando as inter-relações entre as obras, buscando a realização das licitações em prazos adequados para a implantação dos empreendimentos de modo sistêmico, de forma a minimizar as chances de atrasos que comprometam a segurança de suprimento. ... Uma das causas para os atrasos é o licenciamento ambiental. Para esse tema deverá ser revista a forma de atuação quanto às licitações dos empreendimentos sem uma análise prévia detalhada. Paralelamente deve ser reforçado o relacionamento com todos os órgãos competentes envolvidos no processo, de modo a agilizar a obtenção dos licenciamento necessários para construção dos empreendimentos. A Elektro propõe que seja feito um mapeamento das obras com relações de dependência direta entre si, ou seja, obras cujo atraso impediria ou afetaria significativamente a operação de outra obra. Além disso, reforçamos a necessidade de realização das licitações com prazos adequados e de acompanhamentos/ fiscalizações durante toda a fase de construção dos empreendimentos, de forma a diminuir a ocorrência dos atrasos.	N	O MME e ANEEL são sensíveis à necessidade de aprimorar o processo dos leilões de transmissão e de atenuar os descompassos entre as implantações da transmissão e geração. Dentre outras medidas, a antecipação dos estudos de transmissão, realizados de forma prospectiva, e o aumento dos prazos para implantação das instalações de transmissão (passando a 48 -60 meses, ao invés de 24 -36 meses praticados nos leilões anteriores) já tem sido adotadas. Quanto à aproximação junto aos órgãos ambientais e intervenientes, a EPE já vem praticando reuniões desde a fase de concepção das alternativas a serem analisadas, com o objetivo de identificar possíveis óbices além de envolver/sensibilizar os órgãos competentes no processo de planejamento. Reconhece-se ser importante o mapeamento das obras com relações de dependência direta entre si. Nesse sentido, em alguns leilões já foi utilizada a estratégia de oferta de "lotes vinculados", de modo a evitar risco de descasamento entre obras interdependentes.
4.013	ELETRONORTE	Comentários sobre datas de entrada em operação de empreendimentos e inclusão de LTs e Ses	S	As contribuições serão incluídas na revisão da minuta do PDE 2026
4.014	ENEVA	O PDE 2026 adota a entrada em operação dos empreendimentos de energia com base no acompanhamento do DMSE. Interlig. Manaus-Boa Vista é listada como um dos projetos "sem previsão", com início de operação previsto para janeiro de 2024. Pelo Relatório de Monitoramento de empreendimentos de Transmissão da ANEEL, de 11 de agosto de 2017, essa obra tem operação comercial prevista para novembro de 2019. Consideração feita no capítulo da Geração	N	As datas previstas de entrada em operação consideradas são aquelas divulgadas pelo DMSE. Por oportuno, informamos que de acordo com as informações divulgadas pelo DMSE na reunião de agosto de 2017, a entrada em operação da interligação Manaus - Boa Vista continua como "sem previsão".
4.015	CELPA/CEMAR	A Equatorial solicita a atualização de informações em função dos leilões de transmissão	S	As contribuições serão incluídas na revisão da minuta do PDE 2026

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
4.016	UFRJ/COPPE/IVIG	A IVIG pede esclarecimentos referentes a quem se referem os problemas identificados na região oeste do Paraná: distribuição ou transmissão; o estudo abordará questão da qualidade do fornecimento (indicadores de continuidade na área rural x área urbana dos municípios?; qual instituição realizará tal estudo EPE, ONS ou Copel?	N	Os problemas identificados na região oeste do Paraná estão associados ao desempenho da rede básica e da rede básica de fronteira. O estudo, a ser realizado pela EPE com participação da Copel, deverá apresentar soluções para os problemas identificados e terá o objetivo de analisar o comportamento da rede (rede básica, fronteira e rede de distribuição) no mínimo até o ano de 2031 Os reforços recomendados nesse estudo poderão envolver tanto a rede de transmissão quanto a rede de distribuição. No que se refere aos indicadores de qualidade de energia, é importante destacar que essa avaliação é realizada diretamente pela distribuidora
4.017	SEM/SP	Os critérios para avaliação e análise econômica de alternativas para o sistema de transmissão são de 2002. Assim é necessário contemplar a adequação dos critérios de planejamento estratégico à configuração atual do SIN, integrando os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com vistas a garantir a segurança energética a grandes centros de carga e locais de difícil acesso. Esse planejamento deve promover o equilíbrio entre as dimensões socioambientais, econômicas e financeiras da sustentabilidade. Isso implica direcionar a implantação de unidades de geração de forma a reduzir significativamente as perdas nas linhas de transmissão e acelerar a implantação de empreendimentos junto aos centros de carga.	N	De fato, reconhece-se a necessidade de elaboração de um novo documento, referência atualizada para os procedimentos e critérios de planejamento da transmissão. Este é um dos projetos estratégicos da EPE e representa um ponto de aprimoramento para futuro próximo.
4.018	TRADENER	O PDE 2026 não mostra uma análise sobre os possíveis atrasos que poderão acontecer nas linhas CC previstas para 18 e 19. Segundo a Tradener estas linhas estão com várias etapas atrasadas de acordo com o SIGET da ANEEL. Quanto ao atraso das obras da Abengoa é dito que algumas obras foram priorizadas para mitigar o atraso das linhas, mas não mostra a eficácia das medidas. Por fim, sugere que a EPE não fique totalmente subordinada aos dados oficiais do DMSE.	N	As datas previstas de entrada em operação consideradas são aquelas oficiais divulgadas pelo DMSE, vinculado ao MME. Quanto às obras que contribuem para mitigar o impacto do atraso das obras da ABENGOA, destacam-se a recapacitação da Interligação Norte-Sul e as linhas de transmissão em 500 kV, já licitadas, que compõem a expansão da Interligação Nordeste-Sudeste. Os estudos que mostram o impacto dessas obras são referenciados no texto do PDE. Por outro lado, a EPE tem realizado estudos que priorizam e reavaliam as obras da Abengoa cuja ausência não foi atenuada pelos estudos subsequentes. Algumas dessas obras constarão do próximo leilão de transmissão a se realizar em dezembro/2017.
5.001	PETROBRAS	Sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem outros fatores além dos apresentados no Box 5.13, destacando-se (i) a regulação do mercado offshore no Brasil para o decênio, considerando o calendário de rodadas de licitação, diferentes regimes de contratação e níveis de exigências de conteúdo nacional; (ii) uma possível concorrência que o país enfrentará de outros atores, como o México e os EUA (Golfo do México), pelos investimentos das International Oil Companies no segmento offshore; (iii) o impacto de gastos requeridos para o descomissionamento de campos maduros offshore considerando uma situação de restrição de CAPEX; e (iv) diferentes taxas médias de declínio dos campos offshore.	N	No PDE 2026 as áreas previstas no calendário de rodadas, referentes à sugestão do item (i), têm previsão de produção de petróleo e gás natural inserida nas projeções da área da União, por se tratarem de áreas sem contrato até o fechamento do plano. A pertinência das sugestões relacionadas aos demais itens será avaliada para os próximos planos.
5.002	IBP	Existe uma incompatibilidade entre o crescimento da produção de óleo e da produção de gás que sugerimos verificar. Mais uma vez propomos que seja apresentado um maior detalhamento das variáveis utilizadas no modelo de projeção da oferta de gás natural. O detalhamento das premissas adotadas quanto aos níveis de reinjeção, capacidade e ramp-up das plataformas, além da localização de cada novo sistema, facilitariam muito o entendimento das projeções do PDE. Da mesma forma é importante se explicitar o detalhamento de como se dá a projeção da oferta doméstica após 2021, último ano previsto no atual plano de negócios da Petrobras, o qual a EPE tomou como base. Por exemplo, poderia ser apontado se a produção de campos como Pão de Açúcar ou Carcará foi incluída, pois são campos com grandes reservas de gás.	N	A previsão de produção de gás natural inclui o gás associado e o gás não associado. Este último independe da produção de petróleo. Com relação aos fatores de redução da produção de gás natural, baseado na análise do histórico de produção e dos índices de queima/consumo/injeção disponibilizados pela ANP em seus documentos oficiais (PADs, PDs etc), é feito um estudo estatístico visando a construção dos índices de redução que são utilizados para estimar os volumes de queima, consumo e injeção de gás natural projetados. Na previsão são considerados todos os recursos descobertos e não descobertos. Cabe ressaltar que a parte utilizável de Carcará está considerada na área da União. Divulguemos oportunamente as notas metodológicas e de premissas para disponibilização no site da EPE.
5.003	ENEVA	Análise da produção líquida de gás natural prevista para o decênio sugere um aumento inferior ao observado para a produção bruta, explicação provável para uma elevação dos níveis de reinjeção nos reservatórios com a entrada em operação de ativos do Pré-Sal. Tal situação compromete, em parte, o gás disponível para a oferta de suprimento. A partir de 2023, observa-se uma inversão dessa tendência, especialmente pela produção de "recursos não-descobertos contratados", que terá um aproveitamento líquido próximo a 85% do valor bruto (provavelmente com a produção de ativos terrestres já contratados pela União). Na Bacia do Parnaíba, em que a ENEVA é a única operadora com produção de hidrocarbonetos, o gás disponível de 2016 (descontando queimas, perdas, consumo próprio) representou 99,4% da produção total, o que corrobora diretamente com os objetivos da Política Energética Nacional (Lei nº 9.478/1997).	N	Na previsão de produção de gás natural do pré-sal houve elevado nível de reinjeção especificamente na produção bruta de Libra. O restante da análise feita na contribuição está de acordo com os estudos realizados. Divulguemos oportunamente as notas metodológicas e de premissas para disponibilização no site da EPE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
5.004	ENEVA	O PDE prevê a produção de 3 Mm³/d de gás não convencional, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação de concessionários. Outrossim, atentamos no Esquema 1 para o potencial volume recuperável de gás não convencional em outras bacias sedi-mentares brasileiras, conforme entendimentos da ANP (2012), do MME (2012) e da Energy Information Administration (Estados Unidos, 2015).	N	Reconhecemos que outras bacias sedimentares brasileiras possuem potencial volume recuperável de gás não convencional, inclusive possui estimativas próprias para tais potenciais. Contudo, para as previsões apresentadas no PDE 2026 não há expectativas de produção destes recursos não convencionais até o final do decênio.
5.005	USP	Cita que a Petrobras prevê redução dos investimentos em gás, o que indicaria que as projeções do MME/EPE para o gás natural estão sendo menos realistas, ou seja, mais otimistas que as do PDE 2024.	N	A previsão de produção de gás natural do PDE 2026 é superior à do PDE 2024 apenas nos três anos iniciais. Nos primeiros anos do plano a utiliza-se como base as previsões das concessionárias constantes no Plano Anual de Produção (PAP).
5.006	USP	Questiona se o preço do barril influencia a produção de petróleo.	N	As previsões de petróleo e gás natural do PDE 2026 consideram os dados do Boletim Anual de Reserva - BAR, que a ANP recebe das concessionárias. O BAR reflete a influência do preço do barril nos volumes e consequentemente nas projeções.
5.007	USP	Informa que o Pré-sal acaba de ultrapassar o Pós-sal na produção, recomendando o ajuste no gráfico 55 (página 155).	N	A data de referência das previsões de produções de petróleo e gás natural do PDE 2026 é junho de 2016, logo não contempla este resultado.
5.008	SEM/SP	Propõe-se ajustes nas estimativas de produção de petróleo a um patamar mais coerente inclusive quanto à consistência das projeções da Petrobras e ANP.	N	As previsões de produção de petróleo e gás natural do PDE 2026, são consistentes com o Plano de Negócios 2017-2021 da Petrobras, divulgado em setembro de 2016, em especial nos anos de 2017 e 2021 em que a Petrobras efetivamente apresenta valores. Entretanto, o PDE 2026 considera também as previsões de outras companhias, além de dados de reserva, dentre outros, disponibilizados pela ANP. A ANP não publicou projeções neste período.
5.009	SEM/SP	Os dados e projeções apresentados sugerem incertezas e riscos quanto à produção projetada dos operadores privados dada a ausência recente de investimentos em esforços exploratórios. Isto pode comprometer os volumes de produção previstos.	N	As previsões de produção de petróleo e gás natural do PDE 2026 têm como base, além de campos com reservas declaradas, a produção de recursos contingentes ainda, em avaliação, e de recursos não descobertos que aumentam o nível de incerteza. Contudo, estes recursos são relevantes para o planejamento de médio e principalmente de longo prazo.
5.010	SEM/SP	Propõe-se que a EPE explicita se está considerando que no 1º quinquênio do Plano (2017-2021) haverá manutenção da atual participação da Petrobras na produção nacional de petróleo e líquidos ou se prevê a entrada de áreas operadas por outras empresas.	N	As previsões apresentadas no PDE 2026, nos primeiros cinco anos, no caso de recursos descobertos com declaração de comercialidade, basearam-se nas estimativas do Plano Anual de Produção de todas as companhias.
5.011	SEM/SP	Tal segurança nas projeções pode ser obtida pela disponibilização os dados desagregados anualmente para cada regime de produção, campos e sistemas pela EPE.	N	As previsões de produção de petróleo e gás natural são elaboradas com dados confidenciais, sendo vedada sua publicação desagregada.
5.012	SEM/SP	Não foi previsto um cenário com as possíveis mudanças jurídicoregulatorias resultantes da iniciativa Gás para Crescer. Preocupa persistirem incertezas quanto à produção de petróleo, uma vez que a maior parte do gás a ser produzido é associado, principalmente nas áreas com maior potencial, como é caso do pré-sal e da cessão onerosa.	N	A EPE participou ativamente das discussões da Iniciativa Gás para Crescer, inclusive com a coordenadoria e relatoria de alguns grupos, porém ao término deste PDE 2026 as propostas de mudanças regulatórias e outras discussões da Iniciativa, ainda não haviam sido finalizadas.
5.013	SEM/SP	Faltam detalhamentos e justificativas quanto à premissa do Plano que nos primeiros anos praticamente a totalidade do gás natural produzido em Libra será reinjetada, quando era esperado que o Plano apresentasse indicações de estruturas ou o horizonte a partir do qual volumes adicionais da produção de Libra poderiam ser disponibilizados ao mercado.	N	As previsões de produção de Libra foram baseadas em dados da avaliação da descoberta e estão de acordo com a visão das Instituições envolvidas no projeto.
5.014	SEM/SP	A relação R/P de petróleo e gás parece não ser sustentável no PDE e apresenta comportamento incerto, faltando justificativas para o declínio das reservas no final do horizonte decenal. A segurança a respeito dos dados e projeções é pré-condição para a realização das rodadas e atração dos investidores. Propõe-se a realização de rodadas anuais permanentes de licitações de novas áreas para manutenção ou ampliação das reservas provadas. Os dados apresentados no Plano mostram que ainda não estão consideradas medidas discutidas ou encaminhadas pelo Gás para Crescer, sendo necessária a integração dos esforços e ações que vem sendo discutidos pelo Governo Federal.	N	Observando os gráficos de projeção de reservas (56 e 57), nota-se que não há qualquer previsão de declínio ao longo do decênio, mas estabilização. Quanto ao declínio da razão R/P, se deve ao processo natural de redução no ritmo de descobertas com adições para a reserva provada e manutenção ou incremento da produção com desenvolvimento da produção associada às mesmas reservas. Os programas governamentais de incentivo à indústria de petróleo e gás natural não foram contemplados nesse plano decenal devido ao fato de que os mesmos foram anunciados posteriormente à data base para o estudo, quando as projeções já se encontravam finalizadas.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
5.015	SEM/SP	Os investimentos previstos entre 2017-2026 na área de E&P de petróleo e gás natural (entre US\$ 280 a 300 bilhões) não apresentam correspondência com o PN 2017-2021 da Petrobras e, portanto, devem ser explicitadas as razões e as áreas que justificam as previsões de tais investimentos.	N	Os investimentos de E&P apresentados no PDE 2026 são estimados para dez anos de atividades na indústria. As perspectivas de cinco anos do PN 2017-2021 da Petrobras, além de outras companhias, estão inclusas nos investimentos citados. A metodologia utilizada para obtenção dos valores previstos no plano, tem por base o fluxo de CAPEX necessário para a manutenção de todas as atividades de E&P relevantes para as produções. Os resultados alcançados, são discutidos com os principais agentes para verificação da consistência e viabilidade.
5.016	ABRACE	ABRACE sugere, que maiores detalhes e justificativas técnicas sejam contempladas neste PDE sobre as estimativas de perdas, queimas e reinjeção de gás natural que se mantém elevadas no horizonte.	N	Está correta a análise da produção líquida com relação à produção bruta. A previsão de produção de gás natural líquido, chamada de gás disponível, apresentada no PDE 2026, consiste na redução de volumes de queima, consumo e injeção do total da previsão de produção bruta. Com base na análise do histórico de produção e dos índices de queima/consumo/injeção disponibilizados pela ANP em seus documentos oficiais (PADs, PDs etc) é feito um estudo estatístico visando a construção dos índices de redução que são utilizados para estimar os volumes de queima, consumo e injeção de gás natural projetados. Divulgaremos oportunamente as notas metodológicas e de premissas para disponibilização no site da EPE.
5.017	ABRACE	Solicita que os estudos do PDE apresentem justificativas mais detalhadas e as premissas utilizadas que resultaram em mudanças consideradas significativas na projeção de potencial de produção de gás natural entre este PDE e o PDE 2024, tanto bruta quanto líquida	N	No horizonte do PDE 2026 não foram identificadas soluções de escoamento das produções de gás natural proveniente das unidades mais distais do pré-sal da Bacia de Santos, e também para os problemas com a quantidade de CO <sub>2</sub> , corroborando alterações nos patamares com relação ao PDE 2024. Desse modo, no PDE 2026 alterou-se o perfil de redução para alguns campos expressivos do Pré-sal (como exemplo: Libra). Com isso, a produção líquida diminuiu apesar do aumento da produção bruta.
5.018	ABRACE	Solicita que o PDE discrimine a produção prevista de reservas onshore e offshore.	N	Buscou-se apresentar um relatório mais condensado e analítico. Divulgaremos oportunamente notas técnicas que complementarão os resultados apresentados, como por exemplo a disponibilização da produção por tipo de ambiente <i>onshore</i> e <i>offshore</i> .
5.019	ABRACE	Com relação aos recursos não convencionais, questiona as diferenças nas produções entre o PDE 2026 e PDE 2024, bem como o ano de entrada em produção destes recursos nos distintos Planos.	N	A previsão de produção de recursos não convencionais foram atualizadas para o horizonte do PDE 2026. Deste modo, o atraso no início da expectativa de produção, principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação, foi associado à suspensão das atividades exploratórias por decisão judicial.
5.020	ABRACE	Comenta que as informações disponibilizadas sobre produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre produção de gás não-convencional, a segmentação geográfica da produção e a faixa de incertezas, por fim sugere o detalhamento das informações siga o apresentado no PDE 2024.	N	Divulgaremos oportunamente notas técnicas que complementarão os resultados apresentados, como por exemplo a disponibilização da produção por tipo de ambiente <i>onshore</i> e <i>offshore</i> e por faixa de incerteza.
6.001	APINE	Com relação ao abastecimento de derivados de petróleo, o entendimento da APINE é que poderiam ser detalhadas as obras necessárias para este setor, incluindo respectivos investimentos, possibilitando melhor análise por parte dos possíveis investidores.	N	A metodologia de análise não tem como objetivo apontar as obras necessárias para o setor. Contudo, o próprio resultado de gap entre oferta doméstica e a demanda de derivados é sinalização importante para investidores, já incluindo os investimentos publicamente assumidos pelos agentes do setor de abastecimento de derivados de petróleo.
6.002	PETROBRAS	(...) os volumes apresentados no PDE 2026 para a produção interna de diesel estão significativamente abaixo do esperado pela Petrobras. Da mesma forma, os balanços de QAV apresentados indicam a necessidade de importações do produto em patamar superior ao esperado.	N	Para a produção interna de óleo diesel foram considerados apenas os investimentos publicamente assumidos pelos agentes. Em relação ao QAV, cenários com diferentes preços relativos, em relação aos demais derivados de petróleo, e/ou uma demanda diferente resultam em distintos níveis de importação do produto.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
6.003	PETROBRAS	<p>Pelo lado da oferta e, considerando a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em dezembro/2014, associada à busca de parcerias para a finalização de suas obras, conforme apresentado no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras para o período 2017-21, a Petrobras sugere que a EPE aprofunde seus estudos no que diz respeito à indicação de existência de espaço para a construção de novas refinarias até 2026. Corroborar com a afirmação anterior, a disponibilidade de infraestrutura logística no país para a importação dos principais derivados, como complemento à produção local.</p> <p>Nota de rodapé: Pag. 164 do documento em consulta pública: "O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2026, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período.</p>	N	<p>Neste PDE foram considerados investimentos publicamente assumidos pelos agentes do setor de abastecimento de derivados de petróleo. Nesse sentido, em termos de novas refinarias, considerou-se apenas a entrada em operação do 2º trem da RNEST. Como apresentado no relatório, a sinalização da existência de espaço para a construção de novas refinarias resulta, essencialmente, no saldo líquido de importação dos principais derivados.</p>
6.004	PETROBRAS	<p>É apresentada no documento em consulta pública a indicação de implantação de novas unidades de hidrotreatamento em refinarias do Sistema Petrobras. Sobre este ponto, a Petrobras esclarece que está permanentemente buscando alternativas para a otimização do seu parque de refino e, conseqüentemente, avaliando a realização de investimentos em suas unidades.</p> <p>Nota de rodapé: Página 173 do documento em consulta pública: "Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do bunker, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S 1800 até 2026, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino, em especial na Reduc (RJ) e na RLAM (BA), nas quais se evidencia mais fortemente limitações na capacidade das unidades de hidrotreatamento (HDT) de derivados médios.</p>	S	<p>Adaptou-se o texto para:</p> <p>"Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do bunker, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S1800 até 2026, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino nacional, evidenciando a potencialidade de incremento da capacidade de hidrotreatamento (HDT) de derivados médios do País.</p> <p>Uma capacidade adicional de hidrotreatamento de 16 mil m³/d (100 mil b/d) no parque permitiria uma maior disponibilidade de processamento de petróleo. Nessa condição, a carga processada total no País aumentaria em aproximadamente 5% em 2026, que tem como conseqüências um decréscimo de 16,8 mil m³/d (106 mil b/d) nas exportações de petróleo e um aumento na produção de derivados, em especial do óleo diesel A, o que permitiria uma redução da sua importação líquida na ordem de 40% em 2026."</p>
6.005	USP	<p>Diesel e gasolina de baixo teor de enxofre: parece um excesso de conservador (ou falta de ambição) manter S500 e gasolina 50 ppm no horizonte do plano. Isso é abordado no Box 6.2, bastando para tal uma referência cruzada.</p>	N	<p>Embora exista uma tendência mundial de redução do teor de enxofre da gasolina e do óleo diesel, o PDE2026 não vislumbra a extinção dos produtos diesel S500 e gasolina S50. Para tal, seriam necessários investimentos significativos em novas unidades de hidrotreatamento, e quicá em unidades para incremento de octanagem da gasolina, já que seriam necessários estudos acerca da influência de hidrotreatamento adicional na octanagem da gasolina resultante. Tais investimentos seriam extremamente custosos (na ordem de bilhões de dólares) e demandariam anos para serem concluídos, tornando-os incompatíveis com a atual conjuntura econômica do setor.</p> <p>Caso esses produtos fossem extintos sem a realização desses investimentos, haveria uma queda significativa na carga de petróleo processada no parque. Isso levaria por conseguinte a uma menor produção nacional de todos os derivados e a uma maior dependência externa em relação aos mesmos.</p>
6.006	CPFL	<p>Sugestão para que fossem elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás.</p>	N	<p>Para a elaboração do PDE 2026, optou-se por trabalhar apenas com o Cenário de Referência, acompanhado por análises de sensibilidade em algumas projeções. Avaliar-se-á, para o próximo ciclo, a ampliação desta discussão, quando se consolidarem as revisões metodológicas em curso.</p>
6.007	PETROBRAS	<p>Quanto às perspectivas de preços de petróleo e derivados, a Petrobras sugere a realização de exercícios de sensibilidade em um cenário de preços de petróleo mais baixos, considerando menores investimentos em projetos de produção de petróleo e diferentes taxas médias de declínio para os campos produtores offshore.</p>	N	<p>Para a elaboração do PDE 2026, optou-se por trabalhar apenas com o Cenário de Referência, acompanhado por análises de sensibilidade em algumas projeções. Avaliar-se-á, para o próximo ciclo, a ampliação desta discussão, quando se consolidarem as revisões metodológicas em curso.</p>
6.008	PETROBRAS	<p>Considerando a relevância da introdução da nova especificação do bunker a partir de 2020, conforme proposto pela Organização Marítima Internacional para a indústria de refino, a Petrobras sugere a inclusão de análises quantitativas no PDE 2026, complementando as análises qualitativas já apresentadas.</p>	N	<p>Neste ciclo do PDE, como conseqüência da crescente preocupação ambiental, traduzida em especificações internacionais mais rigorosas também para o bunker, considerou-se que o percentual do diesel na composição desse combustível aumentará dos atuais 20%, aproximadamente, para pouco mais de 30% de óleo combustível em 2020. Avaliar-se-á, para o próximo ciclo, a ampliação desta discussão, quando se consolidarem as revisões metodológicas em curso.</p>
6.009	SEM/SP	<p>Considerando a necessidade de desagregar dados regionalizados, capazes de permitir uma análise mais pormenorizada dos rebatimentos do PDE 2026 nas unidades da federação, a Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo manifesta interesse em receber detalhamento dos dados da região Sudeste e, em particular, os dados do Estado de São Paulo, a fim de subsidiar estudos e cenários, respeitando suas correspondentes participações, em consonância com as projeções oficiais da EPE.</p> <p>Dentre essas desagregações, são necessários: Expansão do refino e distribuição de derivados de petróleo, considerando parcelas de exportação e importação dos mesmos</p>	N	<p>Embora o foco do PDE seja a questão do abastecimento em nível nacional, é possível construir conjuntamente um rebatimento das projeções nacionais para as projeções regionais. Colocamo-nos à disposição para colaborar com tal iniciativa.</p>

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
6.010	SEM/SP	<p>Propõe a elaboração de um cenário adicional, onde seja estimada a influência das medidas que serão adotadas pelo Governo Federal nos próximos anos, com o objetivo de atender aos eixos estratégicos da iniciativa "Combustível Brasil"</p> <p>A SEM_SP afirma, ainda, que, no médio prazo, o crescimento econômico está associado ao aumento do consumo de diesel no Brasil, contudo as projeções da EPE indicam que a produção nacional de óleo diesel será deficitária no horizonte decenal. A apresentação desse cenário adicional contribui para que Unidades da Federação, como São Paulo, ampliem os esforços em cursos para o aumento da capacidade de refino.</p>	N	Para a elaboração do PDE 2026, optou-se por trabalhar apenas com o Cenário de Referência, acompanhado por análises de sensibilidade em algumas projeções. A respeito da inclusão de um cenário adicional abarcando os efeitos da iniciativa Combustível Brasil, avaliar-se-á, para o próximo ciclo do PDE, a ampliação desta discussão.
7.001	ABRACE	Diferença entre demanda apresentada nos gráficos 20, capítulo 2, e 74, capítulo 7.	S	O gráfico será alterado.
7.002	ABRACE	Pede maiores detalhes em relação à metodologia e as condições conjunturais e estruturais que foram utilizadas para realizar a projeção de preços.	N	
7.003	ABRACE	Projeção de preços de GNL está superestimada, contratos a termo no curto prazo estão em 8 US\$/MMBtu, em vez de 5.	N	A projeção do preço de GNL a termo faz uma ponderação entre diversas origens de GNL, refletidas em contratos indexados a uma cesta de óleos e ao Henry Hub. No curto prazo, essa ponderação considera um percentual menor (30% em 2017) de contratos indexados a HH, dado que hoje as importações de GNL pelo Brasil possuem pouca participação da mercadoria proveniente dos EUA. Essa proporção cresce ao longo do período de projeção, conforme cresce a expectativa de importação de GNL dos Estados Unidos. Ademais, os preços de GNL apresentados incluem frete e regaseificação (que não estão incluídos nos preços FOB mencionados).
7.004	ABRACE	Sobre o cálculo da oferta de gás natural, resente-se de maior detalhamento em relação às informações que foram apresentadas nesta seção do PDE, sobretudo em relação à base de dados e premissas utilizadas.	N	A metodologia para cálculo da oferta é apresentada na Nota Técnica "Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados", disponível no site da EPE. É realizada a partir da projeção de produção líquida de gás natural apresentada no capítulo 5.
7.005	ABRACE	Cenários de sensibilidade que levem em consideração os efeitos que podem afetar a curva de oferta no horizonte de análise.	N	Foi apresentada no BOX 7.1 uma análise de sensibilidade quanto à interligação de novos terminais e novas UTEs à malha integrada. Porém, os demais dados de oferta referem-se ao cenário de referência considerado.
7.006	ABRACE	A projeção de cenários de competitividade de preços poderia enriquecer a análise de evolução das condições de oferta e demanda de gás natural, tanto para o segmento térmico como não-térmico.	N	Foram utilizadas como base das projeções de preços estimativas que partem dos preços de oferta por ambiente de projeto de E&P e/ou origem de importação, de tal forma que a razão de competitividade torna-se um resultado e não uma premissa do estudo. Dessa forma, a análise de sensibilidade deve ser realizada sobre as condições dos preços de oferta e não sobre a razão de competitividade. Buscar-se-á realizar e divulgar estudos de sensibilidade no futuro.
7.007	ABRACE	Não há qualquer análise em relação às condições operacionais dos gasodutos de transporte, isto é, se haveria necessidade de investimentos em ampliação ou expansão em pontos específicos da rede para garantir a entrega deste montante num cenário de hidrologia desfavorável.	N	As simulações realizadas são realizadas em estado permanente (estacionário) utilizando-se os parâmetros operacionais (pressões máximas e mínimas de dutos e pontos de entrega, vazões, altimetria, entre outros) atualizados e publicados pelas transportadoras brasileiras de gás. Tais parâmetros são extrapolados durante todo horizonte de estudo do PDE para as condições de demanda e oferta projetadas. Para fins de planejamento, as simulações em estado permanente indicam se há possíveis gargalos relativos à estrutura no âmbito do transporte de gás natural considerando estresse máximo relativo do sistema, ou seja, adotando a demanda máxima projetada de gás natural para uso em termelétrica. Consequentemente, a verificação da necessidade de expansão de pontos específicos da rede já é verificada no âmbito das simulações realizadas.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
7.008	ABRACE	O PDE não inclui a análise das possíveis implicações da interligação de pontos de oferta e consumo do sistema isolado ao sistema integrado de transporte, como exemplo, o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a térmica Porto Sergipe I	N	Foi apresentada no BOX 7.1 uma análise de sensibilidade quanto à interligação de novos terminais e novas UTEs à malha integrada. A interligação do terminal de GNL de Sergipe não foi considerada, pois não há ainda confirmação desta estratégia por parte do agente responsável pelo empreendimento.
7.009	ABRACE	Seria desejável que os projetos termelétricos fossem planejados de forma indicativa e integrada, considerando tanto as condições estruturais do mercado de gás natural como o de energia elétrica.	N	Esta possibilidade está sendo avaliada, como indicado nas reuniões dos Subcomitês nº 2 e 8 da Iniciativa Gás para Crescer, e poderá ser discutida nos próximos ciclos.
7.010	ABRACE	Não há informações detalhadas que possibilite a identificação, pelos agentes do setor, da ociosidade da malha e se esta ociosidade é suficiente para atender a evolução das condições de oferta e demanda, e a disponibilidade de capacidade para contratação futura, tendo em vista o término dos contratos de transporte existentes. Sendo assim, seria desejável que o PDE contemplasse análise mais detalhada dos fluxos e da operação da rede, atual e futura, bem como a fonte de dados utilizada para a análise.	N	A ociosidade é definida pela Lei do Gás como a parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada. Nas simulações realizadas no âmbito do PDE, verifica-se se há possibilidade de atendimento das demandas projetadas a partir das ofertas potenciais vislumbradas no horizonte, o que implica necessariamente que os dutos podem transportar até suas capacidades máximas admissíveis (desconsiderando, portanto, as ociosidades do sistema).
7.011	APINE	Acrescentar o trecho: "Ainda em relação à infraestrutura, está em curso no fechamento desta edição do PDE uma iniciativa de mudança no marco regulatório do gás natural denominada Gás Para Crescer (GPC), na qual a EPE tem exercido um papel importante. O processo teve início em 2016, com participação intensa de diversos agentes do setor e busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. As mudanças propostas pela Iniciativa Gás para Crescer dependem neste momento da tramitação de um Projeto de Lei. Portanto, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação durante a elaboração do plano, ainda não foi incluída neste ciclo do PDE uma análise numérica dos possíveis impactos desta iniciativa".	S	A Iniciativa Gás para Crescer foi lançada pelo Governo Federal com o objetivo de estabelecer um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. Porém, embora se espere que isto implique em aprimoramentos no mercado de gás natural brasileiro, considerou-se prudente aguardar para que se tenha uma melhor avaliação dos impactos reais desta iniciativa no setor de gás natural, em termos de volumes comercializados e condições de mercado.
7.012	EDP	Como aspectos abordados neste projeto são temas relevantes, de impacto direto nas análises do PDE 2026 e, considerando que a EPE contribui ativamente em 4 dos 8 subcomitês do projeto, era esperado que as análises apresentadas no PDE englobassem mais amplamente as propostas discutidas nesta iniciativa.	N	As mudanças propostas pela Iniciativa Gás para Crescer dependem de tramitação de um Projeto de Lei, portanto ainda não foram incluídas neste ciclo do PDE, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação.
7.013	EDP	É senso comum que muitas das frentes da iniciativa são desafiadoras e acarretam na necessidade de alteração de legislações e regulamentações vigentes. Portanto, se faz relevante a avaliação do desenvolvimento do setor de gás natural de maneira integrada, no horizonte decenal, considerando possíveis frustrações e atrasos das medidas propostas na iniciativa, consequentemente demonstrando o caráter vital de tais reformas na evolução dos diferentes setores energéticos do país.	N	As análises relacionadas à oferta de gás natural são feitas de forma integrada em relação a todas as formas de uso do gás e todos os setores de mercado cativo e potencial desse insumo. As mudanças propostas pela Iniciativa Gás para Crescer dependem de tramitação de um Projeto de Lei, portanto ainda não foram incluídas neste ciclo do PDE, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação.
7.014	EDP	Considerando a dependência da expansão do consumo de gás no Brasil em relação à importação e regaseificação de GNL, inclusive pela diminuição da importação via GASBOL, a EPE poderia desenvolver, com mais detalhes, este racional, abordando os impactos de uma abertura do acesso aos terminais de regaseificação da Petrobras versus uma continuação do status quo do setor.	N	A análise do ciclo do PDE apontou que, mesmo havendo redução de oferta referente ao GASBOL, há possibilidade de atendimento de parte das demandas desse gasoduto através de gás vindo da região Sudeste, exceto onde se verifica restrição de infraestrutura. O acesso de terceiros a Terminais de GNL é tema relevante e segue como uma das propostas da Iniciativa Gás para Crescer. As alterações legais propostas dependem de tramitação de um Projeto de Lei, portanto ainda não foram incluídas neste ciclo do PDE, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação. Vale salientar que atualmente há acesso ao terminal de GNL da Bahia por um agente não proprietário das instalações.
7.015	EDP	Além disso, carece também de uma análise mais profunda da necessidade de armazenamento de gás natural em regiões estratégicas da malha, para que se mantenha a segurança do transporte de gás natural, principalmente em casos de contingência.	N	A estocagem de gás natural no Brasil não foi abordada neste ciclo do PDE em virtude de serem necessários maior detalhamento regulatório e estudos de natureza geológica dos potenciais sítios de estocagem. Este tema será abordado mais detalhadamente em Nota Técnica futura, a ser divulgada oportunamente.
7.016	EDP	Como o PDE é um dos poucos documentos oficiais que aborda temas relacionados ao setor de energia elétrica e de gás natural, seria importante uma análise mais detalhada sobre como integrar estes dois setores de maneira mais produtiva, evidenciando possíveis benefícios, inclusive, do estabelecimento de térmicas de base utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta com as usinas hidrelétricas, o que mudaria completamente o panorama inicial.	N	Os projetos são analisados de forma integrada junto a outros projetos e outras fontes de energia, porém considerando-se também as restrições referentes ao atual arcabouço legal e regulatório de gás natural. Ademais, estão sendo avaliados aprimoramentos nos estudos, como indicado nas reuniões dos Subcomitês nº 2 e 8 da Iniciativa Gás para Crescer, que poderão ser incluídos nos próximos ciclos.
7.017	EDP	Por fim, é importante ressaltar que, com relação à expansão malha de gasodutos, é essencial considerar também uma atualização do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária (PEMAT).	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
7.018	EDP	A EDP acredita que uma avaliação mais minuciosa de riscos e cenários alternativos é necessária, em virtude da crescente dependência da matriz energética brasileira em relação ao gás natural. Deve ser estudado o estabelecimento de térmicas de base, utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta de consumo de energia elétrica às usinas hidroelétricas.	N	Agradecemos pelo comentário sobre análise de riscos e o estudará para os próximos planos. O PDE, em sua construção, construiu a expansão baseado em um modelo de decisão de investimentos que considerou o tradeoff custo-benefício entre com inflexibilidade plena e sazonal.
7.019	ENEVA	Registra-se que, conforme explicitado no PDE 2026, a malha de transporte no Brasil é composta por 9.409 km de gasodutos. Conforme observado no Gráfico 3 que segue, em 2011, dois anos após a promulgação da Lei nº 11.909/2009 ("Lei do Gás"), a malha brasileira era composta por 9.489 km. A extensão dos gasodutos permanece a mesma há mais de quatro anos, após a verificada redução de quilometragem, o que compromete a capacidade de infraestrutura para monetização do gás natural. O Complexo Parnaíba (1,4 GW; capacidade de processamento máxima de 8,8 Mm³/d) torna-se, portanto, um empreendimento que viabiliza o aproveitamento comercial do gás natural dada a infraestrutura incipiente de transporte até os centros consumidores, conforme entendimento já exarado por este Ministério.	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.
7.020	ENEVA	Com relação aos investimentos previstos em bacias sedimentares de nova fronteira exploratória, o PDE 2026 aponta que a construção de UPGNs nas bacias de (i) Parecis/MT, (ii) Parnaíba/MA, (iii) São Francisco/MG, (iv) Acre-Madre Dios/AC, (v) Foz do Amazonas/AP e (vi) Amazonas/AM deverá processar uma oferta potencial de 8 Mm³/d nos sistemas isolados, o que representaria R\$ 7 bilhões em investimentos (pág. 193). A oferta potencial praticamente dobraria a capacidade de processamento do Parque dos Gaviões, já existente na Bacia do Parnaíba e responsável por 5% da produção nacional de gás natural.	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.
7.021	GE	O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 ("PDE 2026") contempla o aumento da fonte térmica a gás natural. É fundamental que esta iniciativa seja adequadamente vinculada ao Programa "Gás para Crescer", mencionado no documento do PDE, principalmente no que tange às soluções de ponta.	N	A Iniciativa Gás para Crescer foi lançada pelo Governo Federal com o objetivo de estabelecer um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. Porém, embora se espere que isto implique em aprimoramentos no mercado de gás natural brasileiro, considerou-se prudente aguardar para que se tenha uma melhor avaliação dos impactos reais desta iniciativa no setor de gás natural, em termos de volumes comercializados e condições de mercado.
7.022	IBP	O cenário de importação da Bolívia considera redução do volume de importação apenas após 2021, sob a premissa de que a diminuição da quantidade importada nos próximos anos acumulou um volume a ser recuperado por conta da cláusula de make up, o qual sustentaria o nível de importação de 30 milhões de m³/dia por mais 2 anos após o término do contrato TCO. Sugerimos reavaliar essa projeção, que nos parece otimista.	N	A premissa adotada para a oferta do GASBOL foi adotada em virtude da análise do mercado de gás natural boliviano em relação à incorporação de reservas, conforme detalhado na Nota Técnica "Panorama da Indústria de Gás natural na Bolívia", disponível no site da EPE. Ademais, foi considerado que o "make up" de gás natural, acrescentado aos volumes contratados após 2019 (iguais a 20 Mm³/d, conforme mencionado no estudo), seria capaz de manter o patamar atual de importações até o ano de 2021.
7.023	IBP	Em relação à importação de gás natural liquefeito, analisar a conveniência de incluir os projetos que foram recentemente anunciados, como o venda dos PPAs da UTE Novo Tempo a Gás Natural Açú e conquirente migração do projeto para São João da Barra, e o projeto da Celse - Centrais Elétricas do Sergipe, empresa constituída pela EBrasil Energia e pela Golar Power, responsável pela construção da termelétrica Porto do Sergipe.	N	Estes projetos são atualmente considerados como sistemas isolados, pois não há confirmação por parte dos agentes responsáveis sobre a estratégia de conexão dos mesmos à malha integrada. Sendo assim, não são apresentados na análise do balanço de gás natural na malha.
7.024	IBP	Diante do cenário conservador de oferta e demanda projetado pelo PDE, nenhum gargalo de infraestrutura de transporte foi encontrado. Entendemos que uma forma de agregar valor ao PDE na avaliação do desenvolvimento de infraestrutura, seria elaborar cenários otimistas para apontar a partir de qual nível de demanda seriam necessários investimentos em nova infraestrutura, como por exemplo no transporte.	N	A seção 7.5, relativa à simulação da malha de gasodutos de transporte, menciona que há restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL e as possíveis soluções para tal situação. O detalhamento das alternativas será objeto dos próximos Estudos de Expansão da Malha.
7.025	IBP	Como a EPE menciona no relatório, o mercado de gás poderia sofrer uma evolução radical durante o período do estudo. Destacamos que em dez anos, os efeitos conjugados dos desinvestimentos da Petrobras e do movimento de liberalização e de abertura do mercado, promovidos inicialmente pela iniciativa Gás para Crescer, poderiam criar condições de operação do sistema nacional de gás completamente diferentes do modelo atual de integração vertical com um incumbente. Em um modelo com pluralidade de agentes atuando no setor, o mercado de gás brasileiro encontraria novos desafios, especialmente em termos de continuidade/segurança de fornecimento e no balanceamento da rede. De fato, o incumbente não será mais responsável por otimizar todo sistema, transferindo essa responsabilidade para o mercado. Nesse contexto, poderia ser elaborado mais um cenário, considerando por exemplo o impacto do aumento da oferta de gás na malha existente, a partir das novas Rodadas de Licitações e novos projetos de GNL, apontando necessidades ou não de expansão dessa infraestrutura.	N	As mudanças propostas pela Iniciativa Gás para Crescer dependem de tramitação de um Projeto de Lei, portanto ainda não foram incluídas neste ciclo do PDE, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação. Sendo assim, os dados de oferta referem-se ao cenário de referência considerado.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
7.026	UFRJ/COPPE/IVIG	na figura 24 recomenda-se aumentar a diferenciação visual entre a infraestrutura existente e aquela que será construída até 2026 (por exemplo, linha tracejada, no caso de gasodutos, ou ícones de cores diferentes, no caso dos terminais de GNL e polos de processamento).	N	Na Figura 24, apenas a UPGN do COMPERJ trata-se de infraestrutura futura, sendo indicada como "em construção".
7.027	KOBLITZ	<p>Existe atualmente três tipos de origem para o gás natural. O produzido no Brasil, o importado por gasoduto e um terceiro tipo importado liquefeito por processo criogênico. O terceiro tipo deveria ser evitado, pois é comprado numa fórmula paramétrica influenciada por uma cesta de moeda e por um índice de procura e oferta praticado no porto da Louisiana de Henry Hub. A energia no Brasil, com exceção de Itaípu que é em dólar, é reajustada em IPCA e os contratos mais antigos em IGPM. É claro que passaremos a assumir um risco por 25 anos de duas variáveis não controladas por nós. Lembro que sobretudo o índice de Henry Hub é de alto risco, pois se de um lado a Ásia (Japão, Coreia do Sul, Indonésia e China) necessita fortemente atender suas promessas na COP 21 reduzindo o consumo de carvão, o canal do Panamá há menos de um ano atrás foi reinaugurado sendo que hoje os navios que podem passar por lá transportando GNL são 10 vezes maiores que os que passavam há um ano atrás. A Ásia irá sugar nos próximos anos o gás do golfo do México, fazendo esse índice disparar. O segundo tipo tem contrato em dólar e é basicamente importado da vizinha Bolívia. No nosso entender, o contrato deveria ser no máximo mantido e se possível barateado. Devemos nos concentrar, sobretudo no gás nacional, com preços em Reais, além é claro, de ser nosso. Considerando o aspecto ambiental e de perdas elétricas, devemos direcionar esse gás para cogeração industrial e comercial, e com isso termos dois ganhos: o ambiental, pois a eficiência energética da cogeração é superior a de um grande ciclo combinado, diminuindo as emissões, além de ser geração distribuída, pois ela acontece no local do consumo.</p> <p>Após o levantamento minucioso do nosso potencial de cogeração, aí sim, deve-se destinar o restante do nosso gás natural para geração de energia através de ciclo combinado. Esse combustível fóssil apesar de sujar a matriz, deve ser admitido somente por ser de produção nacional. Construir ciclos combinados para trabalhar com GNL, importando o gás e máquinas, sujando a matriz e não sendo distribuído, não faz sentido, pois a geração com florestas energéticas é totalmente feita no Brasil, é limpa, distribuída e mais barata que a geração a GNL.</p>	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.
7.028	PETROBRAS	No que se refere ao Capítulo 7 – Oferta de Gás Natural, a Petrobras considera otimista a visão apresentada sobre o volume de gás a ser importado da Bolívia frente às dificuldades já existentes para atendimento do mercado interno daquele país e demandas por importação do Brasil e Argentina. Diante do exposto, a Petrobras sugere a revisão dos números apresentados, podendo-se, inclusive, utilizar valores diferentes para os períodos até 2021 e após 2022, ou a realização de exercícios prospectivos que contemplem a visão apresentada.	N	Já foi considerado neste ciclo do PDE que a importação de gás natural da Bolívia será reduzida, conforme detalhado na Nota Técnica "Panorama da Indústria de Gás natural na Bolívia".
7.029	PETROBRAS	Incluir sob o gráfico de oferta total a seguinte nota: "Considerou-se a manutenção da capacidade instalada existente para importação de GNL, referente aos pieres de atracação e à infraestrutura de conexão à malha integrada existentes em Pecém/CE, Baía de Todos os Santos/BA e Baía de Guanabara/RJ. No entanto, os terminais flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) poderão ser descontratados ou recontratados no horizonte do estudo, dependendo da necessidade de importação e da estratégia dos agentes".	S	A capacidade atual foi considerada na oferta potencial pois os pieres de atracação continuarão instalados e possuem autorização para operar, embora os terminais de regaseificação possam ser descontratados ou recontratados conforme a necessidade de importação. Possíveis análises de sensibilidade quanto às premissas adotadas serão realizadas no âmbito dos estudos de expansão da malha.
7.030	SEM/SP	No horizonte decenal, os preços previstos para a molécula do gás natural são crescentes na faixa US\$ 3,2 – 6,0/MMBtu (sem impostos), em oposição a necessidade de preços competitivos para a retomada do crescimento econômico.	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.
7.031	SEM/SP	A demanda não termelétrica (distribuidoras) permanece praticamente constante em todo o horizonte, o que parece incongruente com o cenário de expansão da oferta de gás natural na Bacia de Santos e os resultados esperados da iniciativa Gás para Crescer. Cabe mencionar a decisão do Governo do Estado de São Paulo de ampliar a participação do gás natural na matriz energética paulista e fomentar novos usos na indústria, termelétricas e demais segmentos consumidores, a partir de um robusto Plano de Metas de Expansão da malha de distribuição de gás natural, que prevê investimentos na rede de distribuição em novos municípios e atendimento de novos consumidores, com efeitos diretos na ampliação da demanda estadual de gás natural diretamente atendida pelas distribuidoras de São Paulo.	N	As projeções de demanda de gás natural são elaboradas com base nos dados aportados pelas próprias CDLs, que não vislumbram um crescimento no mercado de gás natural maior do que o apresentado no documento. Cabe ressaltar que as mudanças propostas pela Iniciativa Gás para Crescer dependem de tramitação de um Projeto de Lei, portanto ainda não foram incluídas neste ciclo do PDE, dado seu nível de maturidade e prazo de implementação.
7.032	SEM/SP	A alternativa de expansão utilizando termelétricas de partida rápida para o atendimento da demanda de ponta é incompatível com a política de eficiência e racionalização energética e com as melhores práticas da indústria e dos setores de energia elétrica e gás natural.	N	Esta alternativa foi apresentada como um estudo de sensibilidade no BOX 7.1, sendo uma das alternativas possíveis.
7.033	SEM/SP	A consideração de que 6 novos terminais de GNL serão construídos até 2026, acrescentando 84,2 MMm³/dia de oferta gás, não contempla avaliação dos aspectos tributários envolvidos e apresenta riscos adicionais quanto à capacidade ociosidade dessa infraestrutura, inviabilizando tal alternativa.	N	A viabilidade econômica desta alternativa irá depender de diversos fatores, como preço da molécula, preço de venda da energia e questões de financiamento. Dadas as condições vigentes, projetos deste tipo podem ser viabilizados por diversos agentes no horizonte decenal.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
7.034	SEM/SP	O Plano não apresenta estimativas quanto à expansão da capacidade de processamento das UPGNs existentes e nem aponta possíveis gargalos na infraestrutura de escoamento da produção no horizonte decenal. É imperioso que esta questão seja analisada e incluído eventual comentário à respeito.	N	As estimativas de expansão indicativa em UPGNs são apresentadas na seção de investimentos, sendo calculadas como a diferença entre a oferta potencial nacional em cada bacia e a capacidade instalada atual das UPGNs no local.
7.035	SEM/SP	A oferta de gás natural no período pode ser insuficiente para o atendimento e operação de termelétricas operando na Base e, portanto, é necessário integrar os instrumentos de planejamento da expansão, da produção e da operação com vistas a evitar sobressaltos na política de gás natural a ser estabelecida para o país (ex: no cenário de maior despacho, as termelétricas bicombustíveis indicativas podem ter que operar com o combustível substituto por insuficiência de gás).	N	Mesmo considerando despacho máximo das UTEs, o balanço de gás natural mostra um cenário de atendimento favorável, apenas com o uso do combustível alternativo em algumas UTEs bicombustíveis no final do período. Além disso, as UTEs indicativas, que foram apresentadas no estudo considerando a utilização de gás natural, podem vir a utilizar outro combustível, dependendo de sua disponibilidade e da estratégia dos agentes. Isto poderia alterar o perfil do balanço apresentado em relação aos últimos anos da projeção.
7.036	SEM/SP	O documento não explicita o impacto das projeções de preço do gás no consumo, especialmente do mercado convencional ligado às distribuidoras.	N	As projeções de demanda de gás natural consideram como referência um cenário de preço de gás natural igual ao preço do Óleo Combustível na indústria.
7.037	SEM/SP	É importante que o Plano contemple alternativas para o atendimento da ponta do sistema elétrico, além das termelétricas bicombustíveis.	N	Estas alternativas são mencionadas no capítulo de geração de energia elétrica, e no capítulo de gás natural é realizada sensibilidade para o caso de serem utilizadas UTEs a gás natural.
7.038	SEM/SP	É preciso avaliar os reflexos dos aspectos tributários envolvendo a importação de gás natural, seja por gasoduto ou via GNL, que representam entrave e tem impedido a viabilização do swap de gás natural, e podem comprometer as projeções de oferta de gás.	N	Estes aspectos foram em grande parte endereçados no Subcomitê 5 da Iniciativa Gás para Crescer, sendo que algumas alterações já estão sendo discutidas no âmbito da CONTEPE/CONFAZ.
7.039	TBG	Preços de gás natural - Abrir a base de dados; - Disponibilizar maior detalhamento das justificativas para a evolução dos preços apresentada; - Verificar o impacto da tarifa média de transporte e impostos incidentes sobre os dois combustíveis substitutos (gás natural e óleo combustível) - Não ficou clara a evolução da curva GNL spot/ GNL a termo. - Ao retirar impostos e tarifas de transporte, a comparação entre óleo combustível ex-refinaria e gás natural pode ficar ligeiramente alterada	N	Os dados são apresentados nas tabelas que estão no site para consulta pública. As curvas de preços apresentadas são explicadas de forma resumida no documento. A NT de metodologia para projeção será divulgada oportunamente. Embora custos logísticos possam influenciar na competitividade entre os combustíveis, optou-se por apresentar os preços do gás natural ex-UPGN e do Óleo Combustível ex-Refinaria para fins de base de comparação. Os impostos também podem influenciar na competitividade, porém estes por vezes podem ser convertidos em crédito tributário na venda de produtos, o que mitigaria este efeito.
7.040	TBG	Oferta Potencial - O volume estimado de 43 milhões de m³/dia em 2017 parece inferior ao previsto, frente aos dados disponíveis no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. - De acordo com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (nº 123), a média de maio/2017 da oferta nacional já foi de 52,78 milhões de m³/d (malha interligada).	N	As projeções de oferta potencial de gás natural são elaboradas de acordo com os Planos de Desenvolvimento das concessionárias de E&P, entre outros documentos, conforme descrito no Capítulo 5.
7.041	TBG	Condições de Contorno para Simulação - Disponibilizar a planilha completa de demanda de gás natural por estado/ano da projeção apresentada. - Porque a demanda máxima calculada para o GASBOL em 2017 foi de 21,9 MM m3/d? - Porque a demanda máxima calculada para o GASBOL em 2026 foi de 25,9 MM m3/d?	N	As projeções de demanda por estado são baseadas em informações das Distribuidoras, sendo o perfil de demanda por estado obtido a partir da divisão do volume baseado na quantidade de gás movimentadas em cada citygate (dados fornecidos de movimentação de gás pelas transportadoras de gás). Tais dados são apresentados de forma agregada no sentido de garantir o sigilo das informações recebidas. Portanto, não é possível disponibilizar os dados de forma desagregada.
7.042	TBG	Simulação - Algumas alternativas para a eliminação das restrições de atendimento no final do trecho sul do GASBOL estão associadas à: (i) à instalação de terminais de GNL na região Sul; (ii) ao aumento da capacidade de transporte, seja pela duplicação dos trechos com restrições ou pela introdução de novas estações de compressão; (iii) à interconexão com um novo gasoduto q ser construído entre Rio Grande – RS e Triunfo. Esta última solução, no entanto, está atrelada à entrada em operação das UTE e do terminal de regaseificação de Rio Grande. No momento, este empreendimento enfrenta incertezas quanto a sua viabilidade relativas à obtenção de licenciamento em tempo hábil e quanto à comprovação de viabilidade do projeto (incluindo acordos de suprimento de gás), que podem ocasionar atrasos ou cancelamento deste projeto. Estas alternativas poderão ser testadas quanto à sua viabilidade econômico financeira, a partir da manifestação de interesse dos agentes na chamada pública da capacidade que se fará disponível ao término do contrato TCO Brasil, previsto para 2019. O trecho Sul do GASBOL possui várias alternativas de ampliação. A melhor alternativa em termos de sua economicidade e perspectiva de longo prazo será revelada a partir dos interesses de oferta e demanda dos agentes a ser ratificada no próximo processo de chamada pública.	N	Agradecemos pelas contribuições recebidas.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
7.043	TBG	<p>Simulação</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilizar os dados de oferta e demanda por estado.</li> <li>- Maior robustez ao balanço da simulação da malha integrada.</li> </ul>	N	A premissa de oferta para o Gasbol está disponível no documento. As projeções de demanda por estado são baseadas em informações das Distribuidoras, sendo o perfil de demanda por estado obtido a partir da divisão do volume baseado na quantidade de gás movimentadas em cada citygate (dados fornecidos de movimentação de gás pelas transportadoras de gás). Tais dados são apresentados de forma agregada no sentido de garantir o sigilo das informações recebidas. Portanto, não é possível disponibilizar os dados de forma desagregada.
7.044	ABRACE	Solicita que a EPE informe quais medidas para uma política energética voltada às especificidades econômicas e tecnológicas seriam necessárias para melhorar o <u>aproveitamento do gás natural, incluindo a monetização de reservas onshore</u> , para que a oferta ao mercado possa ser potencializada.	N	O PDE é um instrumento físico e não possui como seu objetivo a discussão de aspectos comerciais e de políticas públicas para sua implementação - ele é um subsidiador para tais discussões. No entanto, a EPE registra que está atenta à necessidade desta discussão e participando dos fóruns relacionados.
7.045	SEM/SP	A EPE deve indicar onde a diferença entre a produção bruta de gás e a oferta disponibilizada ao mercado será utilizada (E&P, FAFENS, Geração de Energia pelo produtor ou, principalmente, em reinjeção), pois é prevista a manutenção do quadro atual em que metade da produção de gás é ofertada ao mercado. Este cenário está em desalinho com os esforços do Governo em ampliar a competitividade e o número de agentes na indústria de gás.	N	A previsão de produção de gás natural líquido, chamada de gás disponível, apresentada no PDE 2026, consiste na redução de volumes de queima, consumo e injeção do total da previsão de produção bruta. Com base na análise do histórico de produção e dos índices de queima/consumo/injeção disponibilizados pela ANP em seus documentos oficiais (PADs, PDs etc) é feito um estudo estatístico visando a construção dos índices de redução que são utilizados para estimar os volumes de queima, consumo e injeção de gás natural projetados. Divulgaremos oportunamente as notas metodológicas e de premissas para disponibilização no site da EPE.
8.001	ABIOVE	"Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei, com a mistura B10 aprovada nos testes até 2018 e implantada naquele mesmo ano. A partir de então haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel visando atingir 15% em 2025, como parte das contribuições para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris."	S	As projeções realizadas estão balizadas por premissas e condicionantes identificados no seu período de elaboração. Inicialmente as projeções apresentadas na Consulta Pública do PDE 2026 seguiram o que está estabelecido pela lei vigente. No entanto, por orientação do MME posterior à Consulta Pública, o texto será modificado, uma vez que os percentuais mandatórios de biodiesel na mistura serão ampliados.
8.002	ABIOVE	Considerar um cenário em que o B10 entre em vigor a partir de março de 2018.	S	
8.003	ABIOVE	Considerar um cenário que contemple os aumentos da mistura obrigatória do biodiesel de B11 a B15 de 2019 a 2025.	S	
8.004	ABRACE	Inserir referência à Nota Técnica EPE "Avaliação do Comportamento dos Usuários de Veículos Flex Fuel no Consumo de Combustíveis no Brasil", disponível em: <a href="http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/Pesquisaavaliacomportamentodosusu%C3%A1riosdeve%C3%ADculosflexfuelnoconsumodecombust%C3%ADveisnoBrasil.aspx?CategoriaID=">http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/Pesquisaavaliacomportamentodosusu%C3%A1riosdeve%C3%ADculosflexfuelnoconsumodecombust%C3%ADveisnoBrasil.aspx?CategoriaID=</a>	N	A elasticidade-preço (própria ou cruzada) não é um indicador explicitamente considerado na modelagem atual da demanda. A abordagem utilizada é discutida na Nota Técnica "Avaliação do Comportamento dos Usuários de Veículos Flex Fuel no Consumo de Combustíveis no Brasil".
8.005	COGEN	Sugere-se a análise e reconsideração dos MWs a serem instalados nos próximos 10 anos a partir da biomassa, levando em consideração as perspectivas de expansão de geração a partir do bagaço, tendo em vista a implantação do programa do RenovaBio.	N	As projeções de bioeletricidade no horizonte decenal consideram o processamento de cana-de-açúcar necessária tanto para a produção de etanol, quanto para a de açúcar. No que tange à elaboração do cenário de oferta de etanol, foram considerados os desdobramentos do RenovaBio, conforme consta no segundo parágrafo do Capítulo 8: "Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos já refletem os sinais positivos advindos do RenovaBio, iniciativa lançada pelo Ministério de Minas e Energia, que visa expandir a produção de biocombustíveis no Brasil." Ressalta-se que, neste ciclo de estudos, enquanto o processamento de cana-de-açúcar cresce a uma taxa de 2,0% a.a., a oferta de bioeletricidade evoluiu a 3,7% a.a., demonstrando que há uma expectativa de aumento real de participação do segmento na matriz nacional.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
8.006	LOGUM	<p>Dentre os investimentos nos modos dutoviários e hidrovíários, está o Projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de uma longa extensão de dutos próprios a utilização de existentes, atravessando quatro estados e 87 municípios. O valor total estimado para o projeto é de 5,2 bilhões de reais, dos quais 1,7 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação.</p> <p>A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 650.000 m3, sendo que os dutos possuirão capacidade de movimentação de 13 Mm3/ano e extensão de 1.430 km.</p> <p>Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• (i). Próprios: Ribeirão Preto (SP) – Paulínia e Uberaba (MG) - Ribeirão Preto (SP);</li> <li>• (ii) Subcontratados: Paulínia (SP) - Barueri (SP); Paulínia (SP) - Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP) - Guarulhos (SP).</li> </ul> <p>Em Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação de 4 milhões m³/ano e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, respectivamente, de 2 milhões m³/ano e de 25 mil m³.</p>	S	O texto foi atualizado
8.007	PETROBRAS	No Capítulo 8 – Oferta de Biocombustíveis, a Petrobras sugere a inclusão de cenários alternativos para a oferta de etanol no Brasil no PDE 2026, partindo, particularmente, das incertezas advindas do mercado mundial de açúcar e da qualidade da cana de açúcar produzida no país.	N	A publicação "Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto", elaborada pela EPE, apresenta cenários alternativos. O documento está disponível em: <a href="http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEpublicaestudoampliadoat%C3%A92030sobrecen%C3%A1riosdeofertadeetanolodemandadoCicloOtto.aspx">http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEpublicaestudoampliadoat%C3%A92030sobrecen%C3%A1riosdeofertadeetanolodemandadoCicloOtto.aspx</a>
8.008	PETROBRAS	Ressalta-se que a oferta de açúcar por outras regiões, como Europa e Tailândia, e o ritmo de aumento de consumo com o crescimento econômico e urbanização de economias emergentes são variáveis que impactam diretamente o mercado internacional de açúcar e, conseqüentemente, a oferta de etanol no Brasil.	N	A projeção da produção de açúcar é composta pelo consumo interno e exportação. A parcela destinada à exportação já considera tanto regiões com potencial de aumento de consumo, como aquelas que podem elevar sua participação na produção mundial.
8.009	PETROBRAS	Da mesma forma, há indefinições quanto à taxa de reforma dos canais nos próximos anos.	N	A projeção apresentada no PDE 2026 considera que parte do setor adotará, gradativamente, as melhores práticas produtivas, o que resultará em níveis mais adequados de renovação do canal. Conforme consta do Capítulo 8: "Considerou-se, então, que parte do setor (exceto aquela altamente endividada) buscará a implementação dessas práticas e tecnologias, de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica".
8.010	PETROBRAS	a Petrobras reforça que a construção de visões alternativas para a oferta de etanol, identificando os direcionadores de trajetórias distintas, é instrumento de suma importância na formulação de uma nova política de biocombustíveis para o país.	N	A publicação "Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto", elaborada pela EPE, apresenta cenários alternativos. O documento está disponível em: <a href="http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEpublicaestudoampliadoat%C3%A92030sobrecen%C3%A1riosdeofertadeetanolodemandadoCicloOtto.aspx">http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEpublicaestudoampliadoat%C3%A92030sobrecen%C3%A1riosdeofertadeetanolodemandadoCicloOtto.aspx</a>
8.011	PETROBRAS	"Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção, que a adição de biodiesel ao diesel será uma das possibilidades previstas em lei, com a mistura B10 aprovada nos testes até 2018 e implantada naquele mesmo ano. A partir de então haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel visando atingir 15% em 2025, como parte das contribuições para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris."	S	As projeções realizadas estão balizadas por premissas e condicionantes identificados no seu período de elaboração. Inicialmente as projeções apresentadas na Consulta Pública do PDE 2026 seguiram o que está estabelecido pela lei vigente. No entanto, por orientação do MME posterior à Consulta Pública, o texto será modificado, uma vez que os percentuais mandatórios de biodiesel na mistura serão ampliados.
8.012	UBRABIO	"O texto de Biodiesel que inicia-se na página 205 deve ser totalmente modificado face o equívoco grosseiro da premissa de B11 para 2026." Desde Março/2017, o percentual de biodiesel no diesel é de 8%. Além disso, de acordo com a LEI 13. 263 de 2016 chegaremos a B15 até 2023.	S	As projeções realizadas estão balizadas por premissas e condicionantes identificados no seu período de elaboração. Inicialmente as projeções apresentadas na Consulta Pública do PDE 2026 seguiram o que está estabelecido pela lei vigente. No entanto, por orientação do MME posterior à Consulta Pública, o texto será modificado, uma vez que os percentuais mandatórios de biodiesel na mistura serão alterados ampliados.
8.013	UBRABIO	Além disso, as páginas 232 e 238 falam em B10 em 2019. Visto os anúncios do Ministro de Minas e Energia sobre a antecipação do B10 para março de 2018, alterar a data.	S	As projeções realizadas estão balizadas por premissas e condicionantes identificados no seu período de elaboração. Inicialmente as projeções apresentadas na Consulta Pública do PDE 2026 seguiram o que está estabelecido pela lei vigente. No entanto, por orientação do MME posterior à Consulta Pública, o texto será modificado, uma vez que os percentuais mandatórios de biodiesel na mistura serão alterados ampliados.
8.014	UBRABIO	Revisar também valores de investimentos no setor de biodiesel, nas tabelas do final do texto (página 244 a 247).	S	Em face das alterações que serão geradas a partir das novas orientações do MME para os percentuais mandatórios, os investimentos serão revisados.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
9.001	ABRACE	A utilização do consumo específico como Índice de acompanhamento da eficiência energética é pouco robusta, pois compara apenas a intensidade energética dos setores industriais brasileiros.	N	À título de sugestão, a ABRACE menciona algumas metodologias utilizadas internacionalmente que propõem a normalização dos indicadores para a indústria. As considerações apresentadas serão analisadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.002	EDP	É importante observar que o modelo regulatório atual, sobretudo o tarifário, pressupõe consumo crescente e remunera, inclusive, o segmento de distribuição de energia – que é uma indústria de rede – com base no consumo. Assim, a EPE deveria considerar nas ações de eficiência energética os efeitos positivos que uma regulação baseada em receita fixa para as distribuidoras traria, incentivando as concessionárias a serem indutoras da redução de consumo, e evitando assim investimentos expressivos nos sistemas de produção e transporte de energia.	N	Estamos realizando estudos e workshops nesse sentido
9.003	NOVA POLÍTICA	Desde o ano passado, a EPE tem conduzido uma série de seminários, workshops, reuniões técnicas e estudos com o objetivo de traçar medidas e ações para alavancar a meta de eficiência energética prevista no compromisso nacionalmente determinado (NDC) de mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), estabelecido no âmbito do Acordo de Paris. Porém, nada disso é comentado no PDE.	N	Os textos e as premissas serão objeto de uma NT específica a ser divulgada oportunamente.
9.004	NOVA POLÍTICA	na versão final do PDE, sejam incorporadas considerações sobre os impactos da reforma do marco regulatório sobre cenários de evolução da demanda de energia e fontes alternativas para o seu atendimento, à luz de prioridades estratégicas.	N	Na elaboração deste ciclo do PDE, ainda não havia sido publicada a consulta pública 33.
9.005	NOVA POLÍTICA	Em primeiro lugar, o PDE 2026 não apresenta quais as economias de energia por tipo de medida e/ou mecanismo de eficiência energética (mesmo com efeitos de sobreposição): os montantes e fontes de recursos por tipo de medida e/ou mecanismo; a alavancagem de recursos; os mecanismos de medição, avaliação e verificação.	N	Os cálculos dos ganhos de eficiência energética estimados no período são realizados por meio de avaliação de evolução de indicadores de consumo específico de energia por unidade de produto por metodologia <i>top-down</i> .
9.006	NOVA POLÍTICA	Também não há comparação entre o custo de economizar energia e retirar demanda na ponta através de diferentes tecnologias com os custos de expansão da geração e da rede (uma parte do que se entende por planejamento integrado de recursos).	N	De fato, o capítulo apresenta a projeção do consumo e a energia economizada! A metodologia utilizada para projeção da demanda foi a <i>top-down</i> , portanto a dimensão de tecnologia não é abordada. As considerações apresentadas serão analisadas e avaliadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.007	NOVA POLÍTICA	É sintomático de uma cultura focada no suprimento e avessa a medidas no lado da demanda que o PDE 2026 em geral apresente “cenários” diferentes e análises de sensibilidade para a geração de eletricidade, mas não apresente o mesmo para a eficiência energética.	N	Neste ciclo do PDE, não houve cenário alternativo para eficiência. As considerações apresentadas serão analisadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.008	UFRJ/COPPE/IVIG	Aumentar a fonte dos gráficos	S	Os gráficos e seus respectivos dados podem ser obtidos no site da EPE: <a href="http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx">http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx</a>
9.009	UFRJ/COPPE/IVIG	Página 215 até página 219: ao contrário do restante do PDE 2026, o item 9.1 (Eficiência Energética) não apresenta claramente as premissas e consumos específicos em cada setor, que justificariam os potenciais de conservação apresentados nos gráficos. Portanto, a solicitação é que o texto da seção 9.1 siga o mesmo padrão de transparência metodológica do restante do PDE.	N	Divulgaremos oportunamente as notas metodológicas para disponibilização no site da EPE.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
				<p>O nível de ganhos de eficiência energética depende de aspectos tais como: nível de atividade econômica (PIB), taxa de penetração de tecnologias mais eficientes, políticas voltadas ao uso eficiente de energia, velocidade de renovação de parque instalado (equipamentos, plantas industriais, frotas etc.), padrões de consumo eficiente, nível de preços dos energéticos, peso relativo da energia nos custos, entre outros.</p> <p>Em um cenário de PIB maior, os ganhos de eficiência tendem a ser mostrar maiores em valores absolutos quando comparados ao cenário de menor PIB devido a fatores tais como: maior nível de atividade econômica, maior taxa de renovação de parque instalado, operação de unidades industriais com nível de capacidade mais próxima da ótima (que é onde os níveis de eficiência são maiores), propensão de empresas em investir em melhorias operacionais que resultem em eficiência no negócio. Além do maior valor absoluto, estes aspectos tendem a resultar em um ganho percentual maior do que em um cenário de PIB menor.</p>
9.010	UFRJ/COPPE/IVIG	O cenário alternativo de PIB causaria qual impacto na eficiência energética? Aumentaria, diminuiria ou a proporção seria mantida?	N	<p>Por outro lado, cenários de maior PIB também carregam aumento dos níveis de consumo de energia per capita, no caso do Brasil em especial, onde estes indicadores são bastante reduzidos em relação a países em que as necessidades básicas da população em geral são atendidas. Esse aspecto em especial contribui para aumentar a demanda específica de energia. Para ilustrar esse aspecto, pode-se mencionar que, em níveis de renda maiores, a população tende a buscar veículos com maior motorização, o que implica em aumentar o consumo específico de litros de combustível por km percorrido. Dado que um cenário de PIB maior também difere qualitativamente de um cenário de PIB menor, o nível geral de preços de demanda de energia, o peso relativo da energia nos custos também pode diferir. Portanto, o efeito líquido de todos esses aspectos não pode ser avaliado, a priori, sem uma análise mais aprofundada da questão.</p>
9.011	PETROBRAS	Sugere-se, contudo, a elaboração de cenários para diferentes premissas de ganhos de eficiência e de participação da geração distribuída, conforme feito no cenário Alternativo para o crescimento econômico.	N	As considerações apresentadas serão analisadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.011	PETROBRAS	Sugere-se, contudo, a elaboração de cenários para diferentes premissas de ganhos de eficiência e de participação da geração distribuída, conforme feito no cenário Alternativo para o crescimento econômico.	N	As considerações apresentadas serão analisadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.012	SEM/SP	Com a entrada dos clientes especiais observa-se que desde 2016 houve grande migração do mercado cativo para o mercado livre, cujos agentes são isentos da obrigatoriedade de aplicação de recursos em eficiência energética. Desta forma haverá diminuição dos recursos destinados à Eficiência Energética oriundos da receita operacional líquida – ROL das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estabelecer um mecanismo que garanta a isonomia de tratamento entre agentes de cada segmento da cadeia de valor, incluindo o segmento de consumo. A isonomia deve ser observada tanto para regras aplicáveis a agentes já atuantes (concessionárias) como a potenciais entrantes (livres) incluindo os agentes do ambiente de comercialização livre.	N	Compete à ANEEL regulamentar os investimentos do PEE e P&D
9.013	USP	Salvo os gráficos 89 e 93 há pouca informação sobre consumos específicos. Dados agregados de eficiência são difíceis de interpretar e, conseqüentemente, de comentar. O setor de transportes, por exemplo, merecia um maior detalhamento. Tecnologias de produção industrial em setores energo-intensivos também, inclusive com percentuais de penetração.	S	Os dados desagregados são disponibilizados nas NT de Demanda de Energia Elétrica no link: <a href="http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20E1C3%A9rica%202017-2026_VF.pdf">http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20E1C3%A9rica%202017-2026_VF.pdf</a> . Quanto ao detalhamento da metodologia, divulgaremos oportunamente notas metodológicas para disponibilização no site da EPE.
9.014	WEG	Sugere-se incluir na decisão de investimentos também a eficiência energética, pois há notadamente projetos de eficiência energética, com respeito à relação de investimento/ MWh disponibilizado, muito mais atrativas. Há ainda os benefícios de produtividade, a não necessidade de investimento em transmissões e melhoria da intensidade energética. 4% é uma parcela considerável e pode ser maior se eficiência energética for tratada com mais ênfase.	N	Estamos realizando estudos e workshops nesse sentido. As considerações apresentadas serão analisadas para o ciclo de estudos do próximo PDE.
9.015	WEG	No Brasil, há bastante espaço para trabalhos de melhoria da produtividade, especialmente na indústria, que tem ficado para trás se comparado a indicadores mundiais. A cultura de se medir e buscar melhoria nos indicadores é insipiente no Brasil, as ações direcionadas de eficiência energética vão também contribuir no fomento aos investimentos e para a renovação do parque fabril que, segundo estimativas internas, possui média de 17 anos de idade – mais do que o dobro dos países desenvolvidos.	N	Concordamos com a análise. Encontram-se em fase de aperfeiçoamento as análises dos dados do banco de indicadores de eficiência energética. No site da EPE, há uma NT disponível sobre o tema <a href="http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf">http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf</a>
9.016	WEG	PEE pelo modelo de performance, e todas as suas exigências características, é pouco atrativo às indústrias pelos custos envolvidos e prazos usuais. Prioritário de bônus de motores se mostrou bastante alinhado, mas são necessários ajustes assegurando um modelo simplificado e reedição em um momento mais propício, pois ocorreu justamente quando as empresas restringiram investimentos pela condição da economia.	N	As sugestões para o Programa de Eficiência Energética - PEE, podem ser realizadas nas audiências públicas do programa da ANEEL.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.001	ABIAPE	O Acordo de Paris poderá implicar em custos adicionais para o mercado de energia elétrica. Realizar avaliação de sensibilidade.	N	De acordo com Decreto nº 7.390/10, que regulamenta a Política Nacional sobre Mudança do Clima, o Plano Decenal é o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Dessa forma, as medidas de mitigação de GEE previstas para o próximo decênio, no que tange ao setor energético, são parte integrante do PDE. Portanto, os custos para implantação dessas medidas já são contemplados ao longo das análises. O cenário de referência da oferta de energia elétrica atende à NDC e seus custos já foram explicitados no capítulo 3 - Geração de Energia Elétrica.
10.002	ABIAPE	Quando o projeto de UHE é conduzido pelo empreendedor as condicionantes socioambientais são questionadas pois podem representar redução de receita. Quando é conduzido pela EPE, o setor desconhece se ela assume a postura do empreendedor.	N	Desde sua criação, em 2004, a EPE disponibilizou para os leilões de energia nova três empreendimentos: UHE Teles Pires, UHE Sinop e UHE São Manoel. O processo de licenciamento desses empreendimentos foi amplamente acompanhado pelos técnicos da empresa, com a realização de reuniões técnicas, elaboração de respostas aos questionamentos dos órgãos ambientais e discussão dos impactos, com o intuito de evitar a transferência, para o empreendedor, de custos de implantação de medidas sem relação direta com os impactos dos empreendimentos em questão. Ademais, as condicionantes das Licenças Prévia são de conhecimento dos proponentes do leilão antes da realização do certame e seus custos do preço teto.
10.003	ABRAPCH	Inclusão de atributos ambientais e sociais a valoração da energia elétrica (emissões de GEE, potencial poluidor, impactos na saúde, geração de empregos, cadeias produtivas nacionais...)	N	Para a incorporação de atributos ambientais e sociais a valoração da energia poderá ser desenvolvida metodologia específica de modo a serem incorporados como aprimoramentos na próximas versões do Plano. Destaca-se que atualmente a variável ambiental é considerada para a definição da expansão (emissões de GEE, seleção das usinas hidrelétricas e das unidades produtivas de petróleo e gás natural) além de já ser realizada uma análise socioambiental da expansão decenal.
10.004	APINE	Dificuldade de licenciamento ambiental. Leiloar a transmissão com licença prévia e se possível junto com a geração.	N	Essa contribuição não diz respeito à metodologia de análise socioambiental da expansão da transmissão no âmbito do PDE, e portanto não implica alterações no plano. A proposição de se leiloar empreendimentos de transmissão com LP é temática frequente em reuniões internas e externas, contudo ainda não há consenso sobre a viabilidade de tal medida.
10.005	CPFL	UHEs e LTs já sejam leiloadas com o devido licenciamento ambiental.	N	Essa contribuição não diz respeito à metodologia de análise socioambiental da expansão da transmissão no âmbito do PDE, e portanto não implica alterações no plano. A proposição de se leiloar empreendimentos de transmissão com LP é temática frequente em reuniões internas e externas, contudo ainda não há consenso sobre a viabilidade de tal medida. As UHEs já são leiloadas com a Licença Prévia emitida pelo órgão ambiental.
10.006	ELEKTRO	Uma das causas para os atrasos citados é o licenciamento ambiental. Para esse tema, deverá ser revista a forma de atuação quanto às licitações dos empreendimentos sem uma análise prévia detalhada. Reforçar o relacionamento com os órgãos competentes.	N	Essa contribuição não diz respeito à metodologia de análise socioambiental da expansão da transmissão no âmbito do PDE, e portanto não implica alterações no plano. Atualmente os relatórios complementares R2, R3 e R4 cumprem o papel de análise prévia detalhada da viabilidade dos empreendimentos que ingressam no leilão. A EPE também tem atuado em busca de melhorar a articulação institucional com agentes do setor e órgãos ambientais com a intenção de prever possíveis entraves ao licenciamento e adiantá-los aos proponentes dos certames.
10.007	ELETRONORTE	A única UHE em perspectiva de viabilização é Tabajara. Tendo em vista o histórico de inclusão nos PDEs anteriores, mas sem conseguir viabilizar para os leilões, qual a motivação de considerar essas UHEs? Recomenda-se que a EPE considere datas mais realistas, postergar em 2 anos da data apresentada.	N	Assim como o AHE Tabajara, algumas usinas do Plano entregaram o EVTE na Aneel e o EIA/RIMA no órgão ambiental. As demais encontram-se na fase de elaboração dos estudos e tem sua data de operação prevista no horizonte decenal. Os prazos de entrada das UHEs, oferecidos para o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), são estimados por meio de uma avaliação processual, conforme metodologia que consta na NT disponível no site da EPE. A cada ciclo de planejamento as datas das UHEs são revistas e ajustadas de acordo com o andamento dos estudos. A estimativa dos prazos poderá ser revista para o próximos ciclos visando aprimoramentos.
10.008	ELETRONORTE	Como a EPE avalia o impacto social sobre a atividade de mineração nos estados da região Sul, com a opção do carvão importado?	N	A EPE realiza análise socioambiental integrada da expansão indicada no plano. No caso do carvão, o único projeto indicado é uma UTE na região sul que utiliza carvão nacional. Logo, a alternativa com carvão importado não foi avaliada.
10.009	ELETRONORTE	Além da falta de regulamentação, como a EPE avalia a dificuldade para o licenciamento ambiental dos dois reservatórios necessários por UHR?	N	A EPE, a princípio, não considera o fato de existirem dois reservatório por UHR como uma barreira para o licenciamento ambiental. A dificuldade no processo de licenciamento deverá ser avaliada caso a caso, já que dependerá principalmente do contexto que está inserido cada projeto (localização, interferências etc).

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.010	ELETRONORTE	Sugere que sejam concentrados esforços para realizar projetos de UHEs com regularização e que a EPE resgate os estudos apresentados na Nota Técnica EPE-DEA-DEE-RE-0012015-R0, que trata da Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização. Neste estudo, a EPE lista um grupo de empreendimentos que não apresentam interferências ambientais significativas. Percebe-se, desta lista, 7 aproveitamentos que não foram candidatos no MDI, possuem Eixo Disponível para registro ativo na Aneel e agregariam juntos 5.581 MW médios de energia armazenável no sistema. São eles: Taboca, Ponte Indaiá, Serra Azul, Angueretá, Floresta, Peixe Bravo e Dorésópolis.	N	Os prazos de entrada das UHEs, oferecidos para o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), são estimados por meio de uma avaliação processual, conforme metodologia que consta na NT disponível no site da EPE. Em função da incerteza de se estimar um prazo para projetos que não tem agente interessado na realização dos estudos, apenas são considerados para avaliação projetos que tem pedido de registro de viabilidade na Aneel.
10.011	ELETRONORTE	Diante do cenário de dificuldades jurídicas e ambientais, qual a perspectiva da EPE para Garabi e Panambi?	N	Devido a suspensão temporária dos estudos e a complexidade inerente a projetos binacionais, as UHEs Garabi e Panambi são visualizadas para além do horizonte decenal.  Muito embora não esteja sendo diretamente utilizado e problematizado o conceito de direitos humanos, o acesso à informação por parte das populações locais (tradicionais ou não), bem como demais direitos ao diálogo, participação, acesso a terra, às manifestações culturais próprias entre outros são considerados nas premissas de análises do planejamento energético. As especificidades dos grupos sociais locais (urbanos e rurais) de áreas onde estão planejados os projetos são tratadas desde as etapas iniciais do planejamento energético. Assim ocorre com análises sobre as sensibilidades da população a ser atingida (com os dados possíveis de serem conhecidos nessa etapa do planejamento) ou, ainda, com relação às particularidades histórico-culturais nos usos e sentidos que diferentes grupos sociais atribuem ao ambiente em que vivem: indígenas, quilombolas, comunidades tradicionais, pescadores artesanais, assentados da reforma agrária entre outros. No entanto, importante lembrar que as análises realizadas no PDE devem ser compatíveis com a escala de planejamento e com os dados disponíveis nessa etapa. O PDE ainda não problematizou o conceito de direitos humanos tal como preconizado pelas abordagens científicas e jurídicas contemporâneas, o que não quer dizer, que não considere, ainda que indiretamente, a inclusão social e os direitos fundamentais, sociais, políticos, culturais, fundiários das sociedades habitantes das regiões de interesse do planejamento energético. Ademais, a legislação vigente para análises das restrições socioambientais e indicação da expansão dos projetos no referido decênio do PDE, está pautada em premissas que respeitam os direitos humanos, tal como ressaltado na Constituição Federal.  Por oportuno, ratificamos que as análises realizadas no âmbito do PDE não colocam em risco ou violam direitos humanos, uma vez que as tomadas de decisão para a indicação dos projetos a serem implantados em um prazo de dez anos consideram as questões sociais possíveis na escala do planejamento e respeitam os direitos fundamentais, as garantias individuais e as liberdades políticas. Especialmente com relação aos direitos dos índios, e seguindo a abordagem de Villares (2013)*, o PDE respeita e segue o aparato normativo relacionado às formas de organização social, costumes, linguas, crenças e tradições e os direitos originários sobre as terras que tradicionalmente ocupam, previstos no art. 231 da Constituição Federal, compreendendo-os como direitos fundamentais.  Agradecemos pela sugestão e, certamente, para os próximos ciclos de planejamento, poderão ser pensadas maneiras de incorporar uma abordagem de direitos humanos que atenda aos parâmetros teórico-metodológicos pertinentes e consonantes ao escopo do PDE.
10.012	FGV	Visão de sustentabilidade sem considerar os direitos das comunidades. Considerar abordagem de direitos ao tratar de impactos de projetos de infraestrutura energética nos direitos humanos das comunidades locais.	N	Agradecemos pela sugestão e, certamente, para os próximos ciclos de planejamento, poderão ser pensadas maneiras de incorporar uma abordagem de direitos humanos que atenda aos parâmetros teórico-metodológicos pertinentes e consonantes ao escopo do PDE.  *Villares, Luiz Fernando. Direito e povos indígenas. Curitiba: Juruá, 2013.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.013	FGV	Participação da comunidade local em todo o processo de tomada de decisão, desde o planejamento até a operação. O PDE reconhece a relevância da participação da sociedade (cita alguns trechos) mas não vai além do reconhecimento. Cabe o PDE orientar o setor energético e considerar as demandas das comunidades impactadas na tomada de decisão.	N	<p>Reforça-se a importância do diálogo antecipado com todas as partes interessadas de modo a construir processos de acesso à informação e esclarecimentos aos atores sociais locais, regionais e, por vezes, nacionais e internacionais, sobre as premissas e estratégias de planejamento energético nacional. Além disso, tais processos fornecem informações relevantes para o planejamento e para a minimização de conflitos nas futuras etapas de construção e operação, caso sejam efetivamente licenciados.</p> <p>Deve-se ressaltar que a expansão decenal é composta por uma parte de projetos contratados e uma parte indicativa, para os quais é estimado um montante de energia atendido por determinada fonte em determinado subsistema, ou seja, sem uma localização exata do projeto. Esse grau de imprecisão sobre a localização dos projetos na fase indicativa dificulta a participação contínua das comunidades locais nesse momento. Entretanto, ao se iniciarem os estudos de um determinado empreendimento energético em um determinado local, o licenciamento ambiental e o diálogo com a população local deverão ser iniciados.</p> <p>Todos os mecanismos de acesso à informação, de metodologias de participação social e diálogo são reafirmados pela metodologia de planejamento energético de médio e longo prazo. No entanto, cada etapa possui formas de participação social pertinentes ao seu escopo e objetivos.</p> <p>Por exemplo, no caso das hidrelétricas, diferentemente das outras fontes, devido à inflexibilidade locacional, para o período indicativo é apresentada uma relação de usinas previstas para o horizonte. Em relação às usinas hidrelétricas, na etapa inicial do planejamento é realizado o inventário hidrelétrico e a Avaliação Ambiental Integrada - AAI da alternativa selecionada, cuja etapa é composta por seminários públicos em que sugestões são incorporadas ao documento final. No planejamento decenal, a consulta pública é uma oportunidade de esclarecer dúvidas e de receber e incorporar, sempre que possível, as sugestões de agentes do setor e da sociedade como um todo.</p> <p>Na etapa de viabilidade é realizado o EIA/RIMA, cujos espaços de diálogo e participação acontecem durante a elaboração dos estudos e o licenciamento ambiental, especialmente por meio de reuniões, oficinas, redes sociais e canais de acesso à informação, além das audiências públicas. Como já mencionado, o PDE engloba projetos hidrelétricos na fase de viabilidade. Mais uma vez destacamos a importância de constantes aprimoramentos e da participação social o mais ampla possível ao longo do processo de planejamento e implantação de projetos de infraestrutura em geral.</p>
10.014	FMASE	Necessidade de reavaliar o indicador área x potência. A relação atrapalha reservatórios de grande porte.	N	<p>O indicador área x potência é utilizado para algumas fontes de energia, de modo a apresentar a relação entre área e potência prevista no decênio para determinada fonte de energia e não para comparar projetos entre si. Os indicadores têm como objetivo apresentar alguns dados da expansão decenal. Dessa forma, o objetivo não é comparar os benefícios de um projeto hidrelétrico em relação a outro, e sim apresentar a relação da área destinada a expansão de hidrelétricas no horizonte decenal em relação a potência que elas irão agregar no decênio. Para os próximos ciclos podemos pensar em aprimoramentos de indicadores para as fontes, agregando-se outras dimensões.</p>
10.015	FMASE	UHEs e LTs já sejam leiloados com o devido licenciamento ambiental. Observa-se a necessidade de aprimoramento da elaboração dos Relatórios R3 para que possam cumprir este papel (atestar viabilidade socioambiental similar ao EIA para UHE).	N	<p>Essa contribuição não diz respeito à metodologia de análise socioambiental da expansão da transmissão no âmbito do PDE, e portanto não implica alterações no plano. A proposição de se leiloar empreendimentos de transmissão com LP é temática frequente em reuniões internas e externas, contudo ainda não há consenso sobre a viabilidade de tal medida. A EPE elaborou um novo modelo de TR para os relatórios R3 com a intenção de melhorar a qualidade das informações apresentadas nesse relatório e consequentemente a confiança dos proponentes nas informações ali apresentadas. Atualmente o TR se encontra em avaliação/revisão.</p>

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.016	NOVA POLÍTICA	Incorporação da dimensão socioambiental - 1) Critérios e indicadores de sustentabilidade socioambiental para diversos subsetores (biodiversidade, emissões e vulnerabilidade a adaptação, manutenção dos ecossistemas...), 2) compatibilização de empreendimentos elétricos com políticas setoriais, 3) maior articulação entre as instituições do setor energético e demais instituições públicas MMA/Ibama/Funai...), sobretudo nos inventários e viabilidades, 4) viabilização de instrumentos de planejamento estratégico (como AAE), com metodologias participativas, capazes de avaliar impactos cumulativos e sinérgicos.	N	Estamos sempre buscando aprimoramentos e contribuições a cada ciclo do horizonte decenal e em todas as etapas do processo de planejamento energético e continuaremos atentos aos tópicos mencionados. Entretanto, destaca-se que a incorporação da variável socioambiental se dá desde as etapas iniciais do planejamento energético, sendo utilizados critérios e indicadores compatíveis com a escala de planejamento e com os dados disponíveis em cada uma das etapas. No caso da hidreletricidade são utilizados critérios ambientais para o Inventário hidrelétrico, Plano Nacional de Energia, Plano Decenal de Energia e Estudo de Impacto Ambiental. Destaca-se que em todas as fases, no desenvolvimento dos estudos são levados em consideração os Planos setoriais e territoriais da região em análise. A articulação com outros órgãos é realizada tanto na fase de viabilidade, ao elaborar o EIA, quanto no inventário por meio dos seminários públicos da Avaliação Ambiental Integral - AAI. Riscos e impactos cumulativos e sinérgicos da expansão prevista são vistos numa escala mais macro na Análise Socioambiental Integrada do PDE. Também na AAI são considerados os impactos cumulativos e sinérgicos da alternativa selecionada no estudo de inventário. No caso do PDE as contribuições podem ser enviadas pela Consulta Pública e no caso da AAI nos seminários públicos.
10.017	NOVA POLÍTICA	Incorporação dos direitos humanos. Fazer referência a padrões internacionais de proteção aos direitos humanos.	N	Muito embora não esteja sendo diretamente utilizado o conceito de direitos humanos, o acesso a informação por parte das populações locais (tradicionais ou não), bem como demais direitos ao diálogo, participação, acesso a terra, às manifestações culturais próprias entre outros são considerados nas premissas de análises do planejamento energético. As especificidades dos grupos sociais locais (urbanos e rurais) de áreas onde estão planejados os projetos são tratadas desde as etapas iniciais do planejamento energético. Assim ocorre com análises sobre as sensibilidades da população a ser atingida (com os dados possíveis de serem conhecidos nessa etapa do planejamento) ou, ainda, com relação às particularidades histórico-culturais nos usos e sentidos que diferentes grupos sociais atribuem ao ambiente em que vivem: indígenas, quilombolas, comunidades tradicionais, pescadores artesanais, assentados da reforma agrária entre outros. No entanto, importante lembrar que as
10.018	NOVA POLÍTICA	Revisto o box 10.3 - Entenda a questão indígena. Revisto também o tema prioritário "Povos e Terras indígenas".	S	Em relação à consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção 169 da OIT destacamos que a falta de regulamentação sobre os procedimentos de consulta geram incertezas em relação a diversos pontos, como por exemplo: 1) quem é responsável por conduzir a consulta (Funai, órgão licenciador, Aneel, MME, Ministério Público); 2) quando tal processo deve ser iniciado e finalizado (antes do inventário? antes da emissão da Licença Prévia?); 3) quais as comunidades indígenas devem ser consultadas a cada momento; 4) quais as etapas de uma consulta; e 5) quais os desdobramentos do resultado da consulta. Assim, o estabelecimento de procedimentos de consulta requer tempo e adequação às particularidades culturais e políticas, além de metodologias próprias para cada um dos povos identificados como potencialmente afetados por empreendimentos de energia. Vale lembrar que o Brasil tem o compromisso assumido junto à OIT de que regulamentará este mecanismo ( <a href="http://www.ilo.org/dyn/normlex/fr/f?p=1000:13100:0:NO::P13100_COMMENT_ID,P13100_LANG_CODE:3252747,en:NO">http://www.ilo.org/dyn/normlex/fr/f?p=1000:13100:0:NO::P13100_COMMENT_ID,P13100_LANG_CODE:3252747,en:NO</a> ). É importante destacar que, ainda que não exista regulamentação do procedimento de consulta, devem ser empreendidos esforços para o diálogo com os povos indígenas, respeitando-se as suas especificidades culturais e políticas. Diante da complexidade do processo de gestão institucional necessário para lidar com as incertezas acima elencadas, a abordagem desse ciclo do PDE chamou a atenção sobre a importância da regulamentação da Convenção nº169 da OIT.
10.019	NOVA POLÍTICA	Incorporação de critérios de restrição na formação de portfólios. Indicar onde projetos de energia não devem ser desenvolvidos.	N	Como mencionado no Box 10.1, a inserção da variável ambiental se dá desde as etapas iniciais de planejamento, por meio de estudos prévios ao PDE. Como exemplo, pode se citar os estudos de inventário hidrelétrico em que se define a melhor alternativa de divisão de quedas considerando critérios econômicos, energéticos e ambientais. Nesta etapa, alguns aproveitamentos podem ser considerados inviáveis. Outro exemplo, são os estudos de definição de corredores e traçados de LTs (Relatórios R1 e R3), em que se evitam áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental, indicando assim o melhor trajeto a ser seguido. Os resultados desses estudos são considerados para a expansão decenal.
10.020	NOVA POLÍTICA	Hidrelétricas. Não vemos como viável e aceitável a construção de nenhuma hidrelétrica adicional na Amazônia. É plenamente possível cobrir a lacuna que seria deixada pela ausência destes projetos com outras renováveis, eficiência energética e gerenciamento de demanda.	N	No Capítulo de Geração de Energia Elétrica foi simulado o Caso 5: Expansão com restrição total da UHE (item 3.5.2.4), cujo resultado indica a entrada de térmicas a carvão no lugar das UHEs.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.021	NOVA POLÍTICA	2 questões para incluir ou não UHEs no PDE: 1- Qual a abordagem metodológica adequada para efetivamente avaliar os impactos cumulativos de várias UHEs e PCHs? A metodologia do inventário e da AAI precisa ser revisada e aprimorada. 2- Como tratar a falta de informação sobre ecossistemas aquáticos e rotas de migração de peixes para populações que dependem da pesca?	N	As UHEs que são oferecidas para compor a carteira de projetos hidrelétricos do PDE estão na fase de elaboração do EVTE e EIA/RIMA. Destaca-se que anteriormente elas já passaram pela fase de inventário em que se define a melhor alternativa de divisão de quedas considerando critérios econômicos, energéticos e ambientais. Nesta etapa também é realizada a AAI, na qual é vista a cumulatividade e sinergia entre UHEs e PCHs da bacia. O Manual de Inventário já passou por revisões e poderá passar por outras revisões visando aprimoramentos. Estamos atentos a questões da PCHs no âmbito do horizonte decenal e estudando uma forma de aprimorar as análises para os próximos ciclos de planejamento. O tema "ecossistemas aquáticos" é amplamente analisado nos estudos de inventário, AAIs e EIAs de projetos hidrelétricos. A realização de revisões bibliográficas, contemplando as publicações científicas recentes, figura como a linha de base para a obtenção de informações atualizadas sobre ecossistemas aquáticos e rotas de migração de peixes. Dessa forma, é possível identificar as principais lacunas de informações científicas sobre os temas citados. De modo a suprir carências, são realizados levantamentos de dados primários em campo, atendendo os prazos disponíveis para a realização destes estudos e a escala adequada da informação. As lacunas de informações sobre ecossistemas aquáticos e rotas de migração de peixes serão equacionadas somente mediante a realização de pesquisas científicas por instituições e grupos de pesquisa acreditados e de ações de monitoramento (por exemplo, dos estoques pesqueiros em ambientes fluviais) de médio/longo prazo mantidas por outros agentes públicos.
10.022	NOVA POLÍTICA	Térmicas com combustíveis fósseis. Avançar na incorporação de aspectos socioambientais, passando a considerar o elevado consumo de água e qualidade do ar para as termelétricas.	N	Estas questões estão discutidas na NT – Análise Socioambiental das Fontes Energéticas PDE 2026.
10.023	NOVA POLÍTICA	Térmicas com combustíveis fósseis. Mencionado no PDE "independente de variações climáticas". E o contexto de mudanças climáticas para as termelétricas?	N	A disponibilidade hídrica é uma questão relevante para a operação das térmicas, sendo ressaltada na NT a necessidade de gestão adequada deste recurso e adoção de boas práticas como o reúso. Estamos avançando na avaliação de cenários de restrição hídrica para UHE, e que pode ser replicado para outras fontes.
10.024	NOVA POLÍTICA	Expansão Petroleira. O aumento de extração de óleo e gás não aponta para um cenário de transição energética. O pré-sal aprofunda a petrodependência da matriz. Deve apresentar metas claras de redução de prioridade de fósseis, adequadas aos acordos internacionais sobre mudanças climáticas. Apresentar quais avanços estão sendo e serão realizados nessa direção.	N	O PDE considera o atendimento aos compromissos internacionais assumidos pelo país e há uma priorização explícita das fontes renováveis de energia. De fato, a matriz energética proposta no PDE 2026 até supera a meta estabelecida na NDC brasileira no indicador "participação de renováveis na matriz energética", atingindo 49% frente os 45% propostos na NDC. Ressalta-se ainda que a não há associação direta entre a exploração do Pré-sal com aumento das emissões de GEE no país, exceto as emissões do próprio "Setor Energético". Isso porque a maior parte das emissões decorrem do consumo de combustíveis fósseis e não de sua produção. As emissões de GEE apresentadas no item de Emissões de GEE do Capítulo 10 já contabilizam todo o consumo de combustíveis fósseis, bem como a exploração e produção de petróleo. Por fim, é importante destacar que a exploração do Pré-sal confere maior independência econômica ao Brasil no que concerne ao atendimento à sua demanda interna por gás natural, petróleo e derivados.
10.025	FURNAS	UHE Buriti Queimado: antecipar de 2026 para 2025 UHE Maranhão: antecipar de 2026 para 2024	N	As datas mínimas de entrada em operação das UHEs foram estimadas com base na metodologia da avaliação processual de UHEs, conforme NT específica disponível no site da EPE, e de acordo com a situação do andamento do projeto no início de 2017. Essa data foi oferecida para o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), que tem como objetivo a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação. Essas UHEs estavam com o estudo paralisado em função da aprovação do Estudo Integrado de Bacia Hidrográfica do rio Almas Maranhão, sendo assim foi estimado 12 meses para resolver a questão + 12 meses para o órgão ambiental emitir um TR + 24 meses para elaboração de EVTE e EIA/RIMA + 12 meses para emissão da LP pelo órgão ambiental + 5 anos de construção. Dessa forma essas UHEs teriam a data estimada de 2026 para entrar em operação.
10.026	FURNAS	Algumas UHEs com Estudo de Viabilidade aprovado não foram consideradas na expansão ou no MDI, são elas: Estreito Parnaíba, Cambuci, Barra do Pomba, Castelhana e Cachoeira. Deveriam estar contempladas no plano.	N	Essas UHEs tiveram EVTE aprovado pela Aneel e estão com a Licença Prévia emitida pelo órgão ambiental vencida ou cancelada, não cadastrando os projetos nos últimos leilões de energia. Dessa forma, optou-se pela não consideração desses projetos no Plano.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.027	PESSOA FÍSICA	As emissões deveriam ser consideradas ao comparar as fontes.	N	A sugestão foge ao escopo do PDE. A construção do plano de expansão da geração se baseia em uma série de premissas, que envolvem aspectos energéticos, econômicos, socioambientais, dentre outros. Dessa forma, diversos atributos são considerados para a tomada de decisão da expansão, inclusive as emissões associadas à cada fonte energética.
10.028	GREENPEACE	Priorizar renováveis, devido ao Acordo de Paris. Suspender a abertura de novas fronteiras em áreas de relevância ambiental como a Bacia da Foz do Amazonas.	N	O PDE considera o atendimento aos compromissos internacionais assumidos pelo país, priorizando fontes renováveis conforme destacado no item de emissões do Capítulo de Análise Socioambiental. Sobre as novas fronteiras, o PDE incorpora, em suas análises, referências estabelecidas em documentos formais. Nesse sentido, o PDE desconsidera volumes de produção de petróleo e gás natural sob áreas consideradas de alta sensibilidade ambiental às atividades de E&P (conforme metodologia descrita na Nota Técnica "Abordagem socioambiental da expansão da produção de petróleo e gás natural", disponível no site da EPE). Caso surja um impedimento normativo à exploração da Bacia da Foz do Amazonas, isso será incorporado em versões futuras do Plano.
10.029	UFRJ/COPPE/IVIG	Pg. 240 - Box 10.8 - mencionada a necessidade de estudos que identifiquem opções de mitigação. Sendo ignorado o biogás no PDE .	N	O biogás já é considerado como opção de mitigação e o potencial de expansão será melhor avaliado no próximo ciclo.
10.030	UBRABIO	Pg. 232 e 238 - falam em B10 em 2019.	S	Será revisto.
10.031	USP	A análise ambiental é um tanto genérica. Sugere boxes com hotspots e temas críticos localizados (ex. poluição urbana)	N	A análise socioambiental é elaborada numa escala compatível com as análises para o médio prazo, que tratam de uma expansão estratégica da oferta de energia em níveis regionais. A análise socioambiental integrada apresentada no PDE traz uma análise da expansão prevista no decênio pelas regiões do Brasil e os temas socioambientais relevantes. O resultado da análise integrada são os temas prioritários, aqueles considerados críticos para a expansão. Alguns temas relevantes (como a questão indígena ou LTs e vegetação nativa) foram destacados em boxes. Destaca-se que a análise socioambiental de cada uma das fontes da expansão está em NT específica, no site da EPE.
10.032	USP	Tabela 33 - Evolução das emissões. Explicitar se consideram cenários climáticos ou dados históricos	S	Os cenários hidrológicos citados na nota 41 são resultantes de modelagens projetadas a partir de dados históricos e não consideram mudanças no padrão devido às alterações climáticas (séries de vazão do NEWAVE).
10.033	USP	Página 235 - O Acordo de Paris tem mecanismos de restrições progressivas (global stocktake ratcheting system) que podem trazer considerável pressão sobre o setor energético nacional. O discurso desenvolvimentista dessa página deveria ser ajustado a essa nova realidade.	N	As análises de emissões de GEEs partem do cenário macroeconômico apresentado no Plano. A expansão prevista tem como premissa básica garantir o abastecimento adequado para a demanda de energia do País.
10.034	USP	Página 236 - O Brasil pode alocar suas emissões entre os setores, mas há limites na mitigação possível em uso do solo e agricultura. O setor energético ocupa uma fatia muito alta desse estoque.	N	A NDC do Brasil aplica-se ao conjunto da economia e se baseia em caminhos flexíveis para atingir os seus objetivos. Portanto, o país é livre para alocar seus esforços nas medidas mais custo-efetivas, com diferentes contribuições dos setores da economia.

Cap. Contrib.	Proponente	Resumo da Contribuição	Incluir neste PDE? (S/N)	Comentários da EPE
10.035	USP	Página 236 - Box Entenda a Meta do Brasil - Esclarecer qual o valor absoluto da meta será perseguido o original da NDC ou o posteriormente revisado.	N	No Box 10.6 é esclarecido que o valor absoluto a ser perseguido em 2025 é de 1,3 GtCO <sub>2</sub> e, conforme os estudos que embasaram a NDC.
10.036	USP	Página 236 - Box Entenda a Meta do Brasil - Mencionar a possibilidade de redução do crescimento econômico, avaliar a redução de emissões devido ao crescimento menor que o previsto, indicar se as medidas de mitigação podem levar a um melhor desempenho.	S	A Tabela 35 - Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2026 - mostra uma melhora em relação ao cenário da NDC nos indicadores da matriz energética e de emissões.
10.037	USP	Página 236 - projeções - O texto diz que ações para redução de emissões de GEE no transporte e industrial são consideradas. Mencionar quais.	N	As ações para redução de GEE são consideradas nas projeções de oferta e demanda energética. No caso da oferta, a participação de combustíveis menos emissores é tratada no capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis. Já para a demanda, as ações são abordadas no capítulo 9 - Eficiência Energética. Os resultados são consolidados na Tabela 33 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia; e no Gráfico 99 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia.
10.038	USP	Página 239- Menciona o inventário de 2010, que não é mais aplicável. Considerar o de 2016.	S	Será revisto.
10.039	USP	Página 240 - Box é possível ir além? - Explicitar as medidas de mitigação já consideradas no PDE.	N	As medidas são apresentadas ao longo do plano nas projeções de oferta e demanda energética, assim como no capítulo que trata de eficiência energética.
10.040	USP	Página 237 - A tabela 33 vale para o cenário de referência? E para os demais, quais são as faixas de emissão?	S	Sim, a tabela 33 se refere ao cenário de referência do PDE. As emissões associadas ao cenário de maior crescimento econômico são abordadas no Box 10.7 EMISSÕES DE GEE EM UM CENÁRIO DE MAIOR CRESCIMENTO ECONÔMICO
10.041	URFGS	Envio da dissertação "Interações entre linhas de transmissão e a biodiversidade: uma revisão sistemática dos efeitos induzidos por esses empreendimentos"	N	Agradecemos pelo envio da dissertação. Avaliaremos como o estudo poderá contribuir para as análises socioambientais de linhas de transmissão nos próximos ciclos de planejamento do PDE.