



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

### CONSULTA PÚBLICA Nº 101/2020, de 14/12/2020 a 13/01/2021

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

Documentos recebidos fora do prazo não serão considerados no processo de consulta. A análise destas contribuições será publicada após o término da consulta.

#### Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030)

Nome:

Instituição: ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

setor público

setor privado

organização não governamental

instituição de pesquisa/ensino

organizações sociais

outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				Observação: Dada a inadequação do formulário disponibilizado para a CP nº 101/2020, segue abaixo as sugestões da ABEGÁS para o aprimoramento do PDE 2030.
7	7.3.1 DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA			<b>Indústrias, Cogeração, FAFENs e Refinarias</b> A indústria responde por cerca de 50% do consumo total de energia no país. O cenário de referência de demanda industrial do PDE 2030 – incluindo refinarias, FAFENs, cogeração – está subestimado.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>As referências de preço do gás natural não refletem de forma adequada a competitividade da oferta nacional, principalmente por não considerar o aumento na oferta onshore, o que inflaciona os preços médios utilizados no estudo e resulta em uma projeção de demanda industrial inferior à demanda potencial do País.</p> <p>Também ao não considerar a expansão de térmicas inflexíveis, não permite o desenvolvimento da infraestrutura necessária para escoamento, transporte e distribuição de gás natural e também a redução dos custos médios de operação, prejudicando o desenvolvimento de outras utilizações e afastando a competitividade industrial.</p> <p>De acordo com as projeções do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), haverá um déficit de capacidade de processamento no Brasil de 381 kbpd ao final de 2030, com problemas de escassez de derivados a partir de 2028. Em cenário otimista, com crescimento de PIB normalizado em 3,5% a.a. a partir de 2022, as projeções de escassez de derivados já poderiam surgir em 2026, com déficit de capacidade de processamento no Brasil de 731 kbpd, ou 31% da capacidade atual.</p> <p>Não aproveitar o potencial brasileiro de gás natural para reduzir a dependência de derivados (Diesel e Gasolina) é uma incoerência total que deve ser revista.</p> <p>No que se refere às fábricas de fertilizantes, a expansão projetada de consumo de gás está de forma geral alinhada com as estimativas das plantas existentes, desde que se consiga uma oferta de gás natural a preços competitivos, que não acontecerão sem a utilização da geração térmica inflexível. Mas não está presente no PDE uma análise aprofundada sobre a dependência do Brasil de importações de fertilizantes, ureia, amônia que poderiam ser produzidos localmente trazendo, portanto, receitas para os Estados e a União, reduzindo a dependência de importações e trazendo mais competitividade para a produção nacional com efeitos econômicos positivos, diretos e indiretos.</p> <p>Por fim, o PDE não considera nas projeções de demanda a versão atualizada do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte de 2020 (PIG 2020) – elaborado pela EPE – uma vez que, projeta somente 10MM m<sup>3</sup>/dia ao longo do decênio quando somente os gasodutos indicativos de Chimarrão e Presidente Kennedy – São Brás do Suaçuí já sinalizam demanda indicativa entre 10 e 12MM m<sup>3</sup>/dia para atendimento dos mercados da Compagas</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				(PR), SCGás (SC), Sulgás (RS) e Gasmig (MG), respectivamente. Se considerarmos ainda a demanda potencial para o gasoduto Brasil Central de São Carlos (SP) até potencialmente Palmas (TO) – projeto de interligação de malha e também atendimento seccionado de demanda de uma série de estados no Brasil que hoje não possuem oferta de gás natural – certamente a demanda indicativa superaria as projeções atuais do PDE. Portanto é fundamental que o planejamento de gasodutos e o cenário de demanda das distribuidoras sejam melhor integrados no PDE.
7	7.3.1 DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA			<p><b>Residencial</b></p> <p>No segmento residencial ainda há espaço para a substituição da lenha para cocção de alimentos, bem como no segmento industrial. As projeções do PDE 2030 são muito tímidas quando consideram uma redução de 18% para 10% no segmento residencial, mas particularmente no industrial com redução de 14% em 2019 para 13% em 2030.</p> <p>A distribuição de gás canalizado é um substituto mais limpo e competitivo do ponto de vista do perfil de renda nacional.</p> <p>Atualmente, o gás canalizado está presente em somente 2,0% dos lares brasileiros vs. 45,1% no caso do setor elétrico.</p> <p>Na comparação com grupo de maiores economias e países de mesmo porte territorial que o Brasil, o percentual médio de gás natural encanado nas residências é de 14,0% (7x superior ao Brasil), sendo o exemplo da Rússia o de maior participação com 68,6%.</p> <p>As diferenças de temperatura entre países, por exemplo, em relação ao uso de calefação mais pronunciado em relação ao Brasil não justificam a menor penetração no mercado brasileiro. Os aparelhos de ar condicionado utilizam gás e uma das principais razões para a baixa penetração é a deficitária malha de distribuição no território nacional, hoje bastante concentrada nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro.</p> <p>Não esperamos que o Brasil alcance patamares da Argentina que, além de ter invernos mais rigorosos, possui 50% da matriz elétrica movida a Gás Natural. Contudo, um aumento da participação relativa do gás natural para próximo de 25% na matriz elétrica nacional -</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>como projetava-se no PDE 2029 e mais alinhado com as médias globais, além de um uso residencial mais abrangente na região Sul – implicaria que o País poderia alcançar a média de 14% das principais economias mundiais até o final do decênio. Essa estimativa implicaria um aumento no número de consumidores com gás canalizado passando de 3,67 milhões ao final de 2019 para 25,70 milhões, portanto um aumento de 22 milhões de consumidores no período.</p> <p>Portanto, uma visão global para o papel que o gás natural pode desenvolver na substituição do uso de lenha para consumidores residenciais e industriais deve pautar os estudos, bem como a revisão do papel do gás natural na matriz energética brasileira como um todo.</p>
7	7.3.1 DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA			<p><b>Gás Natural Veicular (GNV)</b></p> <p>Com as projeções de aumento na produção de gás natural e o potencial de biogás/biometano, o Brasil tem a possibilidade de estabelecer um programa de substituição da frota de caminhões movidos a diesel por GNL para longas distâncias, além de estimular a substituição de motores a diesel em máquinas e veículos agrícolas para a utilização do biometano, resultante da purificação do biogás.</p> <p>Há exemplos na região Sul do País de fazendas totalmente sustentáveis que converteram suas frotas de máquinas e veículos com a instalação de cilindros para gás natural comprimido (GNC) abastecidos com biometano, além do atendimento elétrico pela geração de energia com o biogás. O PDE deve considerar as estimativas do programa Agricultura de Baixo Carbono (ABC), do governo federal, que busca desenvolver e expandir iniciativas sustentáveis no agronegócio nacional.</p> <p>Além disso, a expansão de malha de gasodutos levando gás natural para o interior do País permitiria não só atender os mercados-âncora (termelétrico e industrial), mas também possibilitar o desenvolvimento e a expansão dos mercados de GNV e GNC em todo o território nacional. Atualmente a frota de veículos movidos a GNV no Brasil – assim como os consumidores de gás canalizado – está bastante concentrada nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>É importante ressaltar que não há competição entre GNV/GNC ou GNL, bem como entre gasodutos ou transporte via rodovias. São complementares. Para grandes distâncias e grandes cargas, os gasodutos se configuram a opção mais econômica. Para pequenas distâncias e cargas leves e média, o transporte rodoviário é o mais adequado. Logo o esforço conjunto deste desenvolvimento intermodal proporcionaria reduções no custo logístico brasileiro.</p> <p>Considerando a evolução projetada do consumo de diesel e de gasolina da EPE, um possível programa de estímulo de conversão mesmo que parcial da frota de caminhões para utilizar GNC, bem como a substituição de gasolina por GNV poderia levar a aumentos significativos na demanda potencial automotiva de gás natural e contribuir para uma menor emissão de partículas e gases de efeito estufa na atmosfera.</p> <p>Hipoteticamente, caso considerássemos uma conversão de 20% no aumento projetado para década de consumo de diesel e de gasolina de 39MM m<sup>3</sup>/dia e 7MM m<sup>3</sup>/dia, respectivamente haveria um aumento na demanda potencial do segmento automotivo de 9,2MM m<sup>3</sup> dia até o final da década.</p> <p>Nesse sentido, acreditamos que essas considerações deveriam ser melhor exploradas na avaliação da demanda potencial de GNV no País em relação ao cenário de referência incorporado pelo PDE 2030.</p>
7	<b>7.3.2 DEMANDA TERMELÉTRICA</b>			<p>A demanda termelétrica assumida pelo PDE 2030 merece revisão para melhor considerar o perfil da produção de gás nacional e também não agravar a dependência do País de importações, objetivando segurança e independência energéticas.</p> <p>É fundamental que o planejamento considere a natureza cíclica de formação de preços de commodities, a despeito de gradual aumento de referências gás-gás e seus respectivos hubs, que gera um desacoplamento dos preços de GNL em relação ao petróleo. Não obstante, a máxima de oferta e demanda prevalece sempre. E situações de adversidades que, tudo mais constante, devem ser a exceção e não a regra pode trazer consequências de preços no curto prazo significativas, como o episódio recente de baixas temperaturas e</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>aumento de demanda por gás na Ásia que levaram preços de GNL para a região alcancarem US\$20/MMBTU vs. cenários normais de US\$5-8/MMBTU.</p> <p>Isso é de particular importância no Brasil, pois como o planejamento – desde o primeiro terminal de GNL construído em 2008 – concentrou o atendimento da flexibilidade via cargas importadas de GNL, uma situação de baixa hidrologia e maior necessidade de importação pode coincidir com cenários de retração de oferta de GNL e, conseqüentemente aumento do custo sistêmico do SEB onerando a conta de luz dos brasileiros.</p> <p>Exemplo do comportamento cíclico de preços de GNL, o boletim do MME #164 da Indústria de Gás Natural com dados de outubro de 2020 já mostrou recuperação de preços GNL utilizados no Japão de piso de US\$2,20/MMBTU em maio de 2020 para US\$6,00/MMBTU em outubro, preços do gás russo vendido na Europa de piso de US\$1,58/MMBTU em maio para US\$4,89/MMBTU em outubro e movimento equivalente para os preços NBP (National Balancing Point) europeu e Henry Hub de US\$1,60 para US\$2,17/MMBTU. Esses preços ainda não refletem a dinâmica de novo ciclo de commodities que se iniciou com o processo de recuperação econômica pós-pandemia, cuja velocidade se pautará no processo de imunização global por meio de vacinação.</p> <p>As projeções de preços do CBIE já sinalizam petróleo US\$60+ para 2021 em diante e preços de gás natural (Henry Hub) voltando a US\$3,0-3,3/MMBTU, que refletem um cenário normalizado de preços.</p> <p>Com relação à importação da Bolívia, destacamos que devido ao baixo volume de investimentos em nova oferta de gás, a reserva boliviana de gás não associado possui atualmente 8,92 anos de vida útil, portanto há a necessidade de se reavaliar essa oferta no médio e longo prazo também considerando um redirecionamento estratégico do país pós eleição do gás para o lítio, do ponto de vista de ancoragem de crescimento econômico.</p> <p>Já a Argentina pode cumprir um papel mais pronunciado de abastecimento do mercado doméstico brasileiro via exportação do gás natural de Vaca Muerta, o que de certa forma está sendo contemplado no planejamento, pelo menos do ponto de vista de infraestrutura</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>com projetos de gasodutos para atender inicialmente a demanda da região Sul do Brasil (PIG 2020).</p> <p>Voltando às considerações sobre o perfil de produção, é preciso considerar a natureza associada do gás natural produzido no Brasil tanto na produção offshore (84,4% da total) quanto na produção em terra (15,6% da produção total). Aproximadamente 86% da produção offshore e 50% da produção onshore é oriunda de gás associado ao petróleo. Portanto, o planejamento deve levar em consideração esse perfil ao projetar a quantidade de termelétricas a gás natural de natureza inflexível na matriz brasileira.</p> <p>Não é justificável que a EPE tenha excluído a expansão indicativa de termelétricas inflexíveis. Tanto do ponto de vista de matriz elétrica – uma vez que se manteve a expectativa de retirada de 15.512 MW de térmicas sem a devida análise de impacto regulatório - quanto do ponto de vista de matriz energética – dada as projeções do aumento de oferta de gás natural até o final do decênio.</p> <p>O planejamento precisa considerar a natureza de reservatório equivalente de termelétricas – independentemente de sua fonte – e seu papel de prover segurança energética e inércia ao sistema e, principalmente, preservar volumes nos reservatórios para tornar o sistema menos dependente de variáveis exógenas, como volume de chuvas.</p> <p>Sem essa revisão de premissa-chave, corre-se o risco de continuarmos tendo uma das tarifas de eletricidade mais altas do mundo, pois os efeitos decorrentes do aumento de temperatura trarão consequências positivas para consumo e negativas para custo sistêmico devido a intempéries como descargas elétricas, tempestades, ventos de grandes velocidades e secas mais severas, que se intensificam com o aquecimento global.</p> <p>Ao analisar a projeção de consumo de gás natural para termelétricas do PDE 2030, dada a previsão indicativa de oferta flexível com limite de 50% de inflexibilidade, consideramos a expansão tímida e incoerente com o perfil de produção de gás natural do País. Além disso, o planejamento não está alinhado com as diretrizes do MME, conforme as portarias 435 e 436, que eliminaram os limites de inflexibilidade para os leilões de substituição de térmicas agendados para 2021.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7	7.6 SIMULAÇÃO			<p><b>Malha de Transporte e Segurança Energética</b></p> <p>Com relação às descobertas de petróleo e gás natural no Pré-Sal e na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas (SEAL), a EPE concluiu em nota técnica (1) que a alternativa de escoamento via gasodutos é a que possui maior economicidade para recursos entre 150 km e 450 km da costa e com volumes de produção a partir de 12 MMm<sup>3</sup>/dia, o que corrobora com os objetivos traçados no Novo Mercado de Gás e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução #16) e com o papel que o gás natural pode assumir, como mencionado no PNE 2050, em prover confiabilidade ao setor elétrico à medida que o percentual de fontes renováveis intermitentes (não despacháveis) cresça e portanto os efeitos da intermitência e da sazonalidade no sistema. Como o documento recomenda, é necessário alinhar o desenho de mercado.</p> <p>Esse desenho de mercado deve levar em consideração o perfil de produção do gás das bacias offshore brasileiras que é majoritariamente associado ao petróleo. Dessa forma, é importante que se sinalize uma demanda firme para que esse gás possa ser disponibilizado ao mercado. Para que não se comprometa a produção de petróleo no campo, a produção e disponibilização do gás associado deve ser feita de maneira não interruptível. Nesse sentido, o planejamento precisa considerar essa característica do gás natural brasileiro – que também ocorre em países como Noruega, Argélia e Nigéria (os dois primeiros representando atualmente 30% das importações de gás natural para abastecimento da União Europeia) – ao projetar as estratégias de monetização destes recursos que, diferentemente dos recursos onshore, em grande parte não associados ao petróleo (Bolívia, Rússia, Qatar, Austrália e em grande parte da Argentina) e importação via GNL, devem prever percentual de inflexibilidade maiores do que os atuais limites praticados na regulação de até 50%.</p> <p>É essencial que o processo de definição de estratégias não trate investimentos de infraestrutura básica como possíveis obstáculos tecnológicos. Grandes produtores de gás natural (EUA, Rússia, Qatar, entre outros) vêm desenvolvendo malhas de gasodutos para abastecer mercados.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>Um exemplo recente é o primeiro gasoduto interligando a Rússia com a China, inaugurado em 2 de dezembro de 2019, com 3.000 KM de extensão e capacidade de 104,1MM m<sup>3</sup>/dia e 56 polegadas (três vezes a capacidade do Gasbol).</p> <p>O planejamento também precisa adotar uma visão estratégica para o gás natural de maneira que sua monetização possa gerar riqueza para todos os Estados da Federação, conforme os objetivos de desenvolvimento nacional e redução de desigualdades regionais previstos na Constituição Federal de 1988.</p> <p>Atualmente 8 Estados, além do Distrito Federal não possuem térmicas a gás natural em seus territórios, sendo que os Estados de Roraima (RR) e Pará (PA) passarão a contar com essa fonte a partir da entrada em operação das usinas de Jaguatirica II (140,8 MW) em 2022 e Barcarena (604,3 MW) em 2025.</p> <p>Do ponto de vista da relevância da participação de usinas a gás natural, somente 4 Estados possuem entre 32% a 47% da matriz elétrica por térmicas a GN: Amazonas, Maranhão, Rio de Janeiro e Sergipe. Seis Estados possuem capacidade alinhada com a média nacional de 9% (Ceará, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Pernambuco e Rio Grande do Sul) e os demais 16 e o Distrito Federal sem exposição ou com exposição abaixo da média nacional.</p> <p>É fundamental destacar ainda que, atualmente, 82% da capacidade termelétrica a GN encontra-se em 13 estados do litoral brasileiro (12.872,4 MW), o que reforça a importância de levar o gás para o restante do território para reduzir desigualdades regionais, bem como aumentar a robustez e a confiabilidade do setor elétrico brasileiro em todos os Estados da Federação. Evitando situações como apagões em razão de falta de potência ou capacidade de back-up para salvaguardar o sistema em situações de incidentes de rede.</p> <p>(1) Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020”, 22 de setembro de 2020.</p>
7	7.6 SIMULAÇÃO			<p><b>Malha de Transporte e Investimento em infraestrutura</b></p> <p>O planejamento da malha de gasodutos não pode se abster das considerações acima, e, alinhado com o diagnóstico presente no documento Gás para o Desenvolvimento do</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>BNDE, deve buscar ancorar a demanda de gás natural nos setores elétrico e industrial para atrair os investimentos em infraestrutura necessários para o escoamento, processamento, transporte e distribuição do gás natural até o consumidor final.</p> <p>O processo de ancoragem de demanda não trata de subsídios ou reserva de mercado, mas tão somente – como a própria EPE ressalva em seus documentos – da possibilidade de incluir na expansão indicativa a oferta de térmicas a gás natural inflexíveis para atender as especificidades da produção do gás natural no mar e em particular no Pré-Sal. Por mais que a expansão do PDE seja indicativa, os investidores – em particular os internacionais – levam em consideração essas projeções como a visão do governo para o setor energético nacional. Nesse sentido, se a sinalização é de que não há interesse em expandir a oferta de termelétricas a gás natural na matriz nacional a despeito do aumento da produção projetada, a mensagem que o investidor recebe é de que não há interesse em monetizar o gás natural associado nacional para abastecimento do mercado doméstico, portanto de certa forma desincentivando a atração de investimentos em infraestrutura para disponibilizar esse recurso para o mercado brasileiro.</p> <p>A versão de 2020 do PIG considera a demanda das distribuidoras e mapeia os projetos que podem ser desenvolvidos na próxima década para aumentar a capilaridade da malha de gasodutos brasileira. Não só as opções estudadas melhoram o grau de interconexão da malha integrada, quanto trazem importantes válvulas de monetização do gás natural para atender a demanda de distribuidoras e termelétrica no território brasileiro.</p> <p>Além dos projetos elencados pela EPE, há um estudo do CBIE que traz traçados adicionais que melhorariam ainda mais a capilaridade da rede nacional, quais sejam:</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA																														
				<table border="1" data-bbox="1032 323 1865 611"> <thead> <tr> <th>Gasoduto (trajeto)</th> <th>Capacidade (Mn m<sup>3</sup>/ dia)</th> <th>Distância (KM)</th> <th>Polegadas (pol)</th> <th>Capex estimado (R\$m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>São Carlos (SP) - Palmas (TO)</td> <td>8,0</td> <td>1.700</td> <td>20,0</td> <td>11.500</td> </tr> <tr> <td>Urucu (AM) - Humaitá (AM)</td> <td>2,4</td> <td>500</td> <td>14,0</td> <td>4.500</td> </tr> <tr> <td>Humaitá (AM) - Porto Velho (RO)</td> <td>2,4</td> <td>120</td> <td>20,0</td> <td>1.150</td> </tr> <tr> <td>Ampliação Sergipe - Fortaleza</td> <td>8,0</td> <td>850</td> <td>20,0</td> <td>5.200</td> </tr> <tr> <td></td> <td>20,7</td> <td>3.170</td> <td>19,1</td> <td>22.350</td> </tr> </tbody> </table> <p>Embora a premissa do PDE 2030 trate os projetos de térmicas a gás natural em terminais de GNL como malha isolada, é importante que o planejamento da malha incorpore o aspecto locacional/regional. Esse aspecto aumentaria consideravelmente a qualidade do planejamento, considerando em particular a gradual descentralização da rede via expansão da geração distribuída.</p>	Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m <sup>3</sup> / dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$m)	São Carlos (SP) - Palmas (TO)	8,0	1.700	20,0	11.500	Urucu (AM) - Humaitá (AM)	2,4	500	14,0	4.500	Humaitá (AM) - Porto Velho (RO)	2,4	120	20,0	1.150	Ampliação Sergipe - Fortaleza	8,0	850	20,0	5.200		20,7	3.170	19,1	22.350
Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m <sup>3</sup> / dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$m)																														
São Carlos (SP) - Palmas (TO)	8,0	1.700	20,0	11.500																														
Urucu (AM) - Humaitá (AM)	2,4	500	14,0	4.500																														
Humaitá (AM) - Porto Velho (RO)	2,4	120	20,0	1.150																														
Ampliação Sergipe - Fortaleza	8,0	850	20,0	5.200																														
	20,7	3.170	19,1	22.350																														
	<b>Considerações Gerais</b>			<p><b>O PDE 2030 precisa de aprimoramentos significativos.</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Falta integração entre o PDE e as recentes decisões do Ministério de Minas e Energia (portarias 435 e 436), as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de promoção de maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira, as conclusões do documento Gás para o Desenvolvimento do BNDES, as perspectivas do REATE para a produção em terra de óleo e gás e o perfil de produção atual e futuro do gás natural brasileiro e a economicidade das alternativas de monetização.</li> <li>O plano não considera adequadamente os breakevens de gás natural nas premissas de CVU discutidas no documento, tampouco a diferenciação de breakeven/CVU entre produção de gás natural em terra e em mar, e ao fazer isso acaba por trazer considerações equivocadas sobre os impactos de uma maior adoção de termelétricas movidas a gás natural – flexíveis ou inflexíveis – na matriz elétrica nacional.</li> <li>Concentração excessiva da expansão indicativa em fontes intermitentes, a despeito do alto grau renovável da matriz elétrica brasileira e a consistente perda de reserva girante ao longo dos últimos 15 anos, não somente corrobora com cenário de tarifas de</li> </ol>																														

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>eletricidade mais altas (mal dimensionamento dos custos sistêmicos levando, por exemplo, a despacho fora da ordem de mérito além do cenário de referência), como não garante a confiabilidade do setor elétrico brasileiro, particularmente com o gradual aumento da descentralização da oferta de geração.</p> <p>4. A ênfase do relatório no provimento de confiabilidade elétrica por meio de redundância de rede de transmissão e do papel de hidrelétricas não poderia deixar de considerar estudos atualizados sobre a revisão da garantia física de usinas existentes, os efeitos das mudanças climáticas na hidrologia das principais bacias hidrográficas brasileiras e o efeito do uso múltiplo da água para seu aproveitamento econômico (em especial considerando-se o efeito da expansão agrícola para o bioma Cerrado que requer altos índices de irrigação por pivôs centrais, bem como a expectativa de expansão de investimentos em saneamento que requerem captação de água).</p> <p>5. A inexpressiva expansão de oferta por fonte biomassa, em particular o biogás, não está alinhada com o potencial brasileiro de produção de biogás/biometano, bem como desconsidera o papel complementar que tal fonte poderia exercer para garantir a confiabilidade da expansão da geração distribuída com fonte despachável em contrapartida ao planejamento que mantém, focando somente no atributo preço, a concentração na fonte solar fotovoltaica para mais de 90% da oferta descentralizada no Brasil.</p> <p>6. A manutenção do cenário de retirada de 15.512 MW de capacidade térmica sem uma análise de impacto regulatório para a operação do sistema elétrico brasileiro, além de acentuar a dependência de variáveis exógenas (hidrologia, velocidade dos ventos e irradiação solar) para o suprimento de energia reduz a reserva girante do sistema e portanto a capacidade de backup e de potência que, no caso de incidentes por adversidades climáticas (cada vez mais frequentes e mais intensas) pode levar a desligamentos de rede mais longos e maior tempo para reestabelecimento do suprimento energético, como ocorrido recentemente no caso do Amapá.</p> <p>7. A concentração da análise de matrizes energéticas em países desenvolvidos, cujo grau de maturidade de consumo de eletricidade, capilaridade de rede de gasodutos, perspectivas demográficas e econômicas e, principalmente, pelo peso relativo de fontes</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>fósseis em relação ao Brasil em detrimento à análise de economias emergentes, particularmente na Ásia/Sudeste Asiático, Oriente Médio e África pode levar a configurações de matrizes incoerentes com a realidade nacional. Um dos exemplos é que para os países da Ásia, Oriente Médio e África – que concentram 77% da população global e concentrarão o crescimento demográfico no médio e longo prazo – o papel do gás natural e a expansão de malha de gasodutos e construção de novos terminais de GNL para atender demanda de economias que crescem e ainda não concluíram a mudança de perfil social elevando da pobreza para classes média e alta suas populações está longe de estar exaurido. Pelo contrário, o gás natural tem sido escolhido como a fonte de energia de transição e não se projeta – diferentemente dos países desenvolvidos (OCDE) queda de consumo de gás natural ou de combustíveis até o final de 2040. É preciso olhar mais para esses países asiáticos e menos para a Europa e os Estados Unidos.</p> <p>Por fim, quanto mais distante das vocações regionais um processo de planejamento se torna, maior é o incentivo à descentralização do processo de planejamento de maneira que os próprios Estados passem a optar por planejar sua matriz, a despeito da expansão indicativa do governo federal.</p> <p>A própria descentralização da oferta de energia já aumenta a importância da governança para a gestão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), pois a perda do “condomínio” (SIN) acarreta maior dificuldade de operação do sistema nacional. O exemplo da exaustão da capacidade de transmissão de Minas Gerais para a expansão da geração distribuída remota é um retrato triste dessa realidade.</p> <p>A visão global como se defende no setor atualmente não pode ser circunscrita a eletromobilidade. A sustentabilidade e digitalização em prol de matrizes mais eficientes e limpas não pode prescindir de considerar a vocação brasileira para a produção de biomassa, para a produção de gás e de biogás e todas as externalidades positivas para a lavoura, pecuária, transportes, geração centralizada e distribuída, mercado de biocombustíveis e volume de emissões.</p> <p>Recomendamos que o planejamento energético (não elétrico) contemple o mesmo grau de importância dado ao E de ambiental (da sigla ESG – Environmental, Social and</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				Governance) ao S de Social e ao G de Governança. Sem a preocupação adequada com o Social, o Brasil corre o risco de viver a última década de manutenção do status de uma das matrizes mais limpas do mundo, mas com a conta de luz mais cara do mundo. E sem a governança adequada – em particular considerando a descentralização – há o risco de projetar uma matriz que não preze as vocações naturais do País, tampouco suas características regionais.

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