



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: Engie Brasil Energia S.A.

Instituição:

setor público

setor privado

organização não governamental

instituição de pesquisa/ensino

organizações sociais

outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
2	2.2	Tabela 2-4 – SIN e subsistemas: carga de energia		A demanda por energia é uma premissa fundamental para o desenvolvimento do plano de expansão. Observamos que as projeções de demanda por energia elétrica do decênio 2020-2030, de 2,9% (inferior), 3,6% (referência) e 4,2% (superior) apresentam perspectiva otimistas, quando comparadas ao histórico recente do

CAPÍTULO O	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>período 2010-2019, que apresentou crescimento médio de 1,8% a.a.. Expectativas otimistas de crescimento podem proporcionar cenários de sobre oferta, distorcendo investimentos nos segmentos de geração, transmissão, gás natural, entre outros. Entendemos e sugerimos que as projeções para o cenário de referência devem considerar o histórico recente de crescimento da carga.</p>
3	3.2	Tabela 3-1 – Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI		<p>Não está claro no PDE 2030 se as simulações consideram, adicionalmente ao CAPEX das fontes, o custo da expansão da transmissão de energia.</p> <p>Entendemos que é um ponto importante a ser considerado, visto que usinas implantadas mais distantes aos centros de carga demandam maiores investimentos em transmissão, e a não observação deste ponto pode levar a resultados equivocados quanto ao que realmente é o mínimo custo global.</p> <p>Desta forma, caso essa premissa já seja observada no PDE 2030, sugerimos que esteja explicitado no texto. Caso contrário recomendamos que esta premissa seja observada nas simulações de expansão da matriz.</p>
3	3.3	Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se: (...)	Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se:	Deve ser dada publicidade ao valor da cotação do dólar utilizado como parâmetro de entrada do MDI.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			(...) • Cotação do dólar americano 1 US\$ = ? BRL	
3	3.5			Não está claro quais usinas hidrelétricas foram consideradas na expansão indicativa, em todos os cenários, referente às modernizações e ampliações. Consideramos o aumento de capacidade instalada de 4,33 GW um valor expressivo se considerado somente modernizações e ampliações e que estão intimamente relacionadas ao parque gerador já instalado, por isso é importante dar publicidade a quais unidades foram destacadas para serem ampliadas, mesmo salientando que se trata de uma lista indicativa.
3	3.5			Não está claro qual é o preço da molécula de gás natural (custo do combustível), em US\$/MMBTU, entregue na usina, utilizado na simulação dos Casos 1, 2, 4 e 5, para a operação das usinas termelétricas totalmente flexíveis. Solicitamos que seja dado publicidade ao dado. Isso permitirá que os atores de mercado possam adaptar suas projeções em função de diferentes expectativas para a molécula.
3	3.5 CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA			Não está claro no “CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA” se foram considerados os efeitos da MP 998, como por exemplo o fim do desconto da TUST/TUSD para as fontes incentivadas. Entendemos que o cenário de

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				referência deve considerar os efeitos da MP 998, pois a despeito do rito parlamentar, ela se encontra vigente.
3	3.5 CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA	Tabela 3-5 – Expansão por tecnologia entre os anos de 2026 e 2030 em capacidade instalada (MW) (...) Eólica expansão: 2.375 MW a.a. Fotovoltaica expansão: 731 MW a.a.		Considerando que o MDI visa minimizar a função objetivo “custo de investimento + custo de operação”, e que as fontes eólicas e solar fotovoltaica possuem premissas de CAPEX similares (de acordo com a tabela 3-1), sendo a solar mais competitiva, e ambas possuem a mesma limitação anual de expansão (3.000 MW/ano/fonte). Não está claro o motivo da expansão indicativa da solar fotovoltaica estar abaixo da expansão indicativa da fonte eólica, sendo 731 MW a.a. contra 2.375 MW a.a.. Assim, solicitamos que esta diferença seja esclarecida no texto, explicitando o critério que causou a diferença, ou retificar os valores, caso seja aplicável.
3	3.5 CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA	Gráfico 3-22 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030		Recomendamos que sejam apresentados os valores anuais de atendimento dos critérios de suprimento considerados no Caso 1: Cenário de Referência. Dessa forma será possível identificar o volume da expansão considerada para atendimento de cada um dos critérios, além de explicitar os momentos em que exclusivamente o critério de potência foi acionado.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA																																								
3	3.5 CASO 2: EXPANSÃO COM DIFERENTES PROJEÇÕES DE DEMANDA	<p>A expansão indicativa no horizonte decenal, para cada cenário de demanda, é indicada no Gráfico 3-43, em capacidade instalada, e Gráfico 3-44 em acréscimo de energia disponibilizada por cada fonte indicada, nos três cenários analisados. Os casos com demanda superior e inferior foram simulados com as mesmas premissas da “Rodada Livre”, ou seja, sem restrições de mínimo e máximo para cada tecnologia. Essa opção se deve ao fato de que as premissas de política energética tendem a ser revistas caso o desenvolvimento econômico se afaste da trajetória de referência. Além disso, ambos os cenários foram ajustados conforme a metodologia aplicada neste PDE, apresentada na seção 3.1, de modo a garantir o acoplamento entre as etapas de simulação.</p> <p>Gráfico 3-43 – Expansão da geração nos casos analisados</p> <table border="1"> <caption>Dados estimados do Gráfico 3-43 (Capacidade Instalada em MW)</caption> <thead> <tr> <th>Cenário</th> <th>Hidrelétrica</th> <th>PCH</th> <th>Eólica</th> <th>Fotovoltaica</th> <th>LITE Flexível</th> <th>Biomassa</th> <th>Resíduos Sólidos Urbanos</th> <th>Resposta da Demanda</th> <th>Modernização Carvão</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Referência</td> <td>~5.000</td> <td>~5.000</td> <td>~10.000</td> <td>~5.000</td> <td>~15.000</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~5.000</td> <td>~0</td> </tr> <tr> <td>Superior</td> <td>~5.000</td> <td>~5.000</td> <td>~20.000</td> <td>~5.000</td> <td>~15.000</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~5.000</td> <td>~0</td> </tr> <tr> <td>Inferior</td> <td>~5.000</td> <td>~5.000</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~5.000</td> <td>~0</td> </tr> </tbody> </table>	Cenário	Hidrelétrica	PCH	Eólica	Fotovoltaica	LITE Flexível	Biomassa	Resíduos Sólidos Urbanos	Resposta da Demanda	Modernização Carvão	Referência	~5.000	~5.000	~10.000	~5.000	~15.000	~0	~0	~5.000	~0	Superior	~5.000	~5.000	~20.000	~5.000	~15.000	~0	~0	~5.000	~0	Inferior	~5.000	~5.000	~0	~0	~0	~0	~0	~5.000	~0		<p>É controverso que no cenário inferior haja uma expansão indicativa de capacidade instalada (MW) de UTEs flexíveis, e nenhuma parcela (ou parcela inexpressiva, tal que o gráfico 3-43 não permite visualizar) de fonte, eólica e ou solar fotovoltaica, haja visto que tais fontes possuem CAPEX competitivo e CVU nulo, as tornando as fontes em geral com menor custo global percebido pelo consumidor final. Propomos que este resultado seja esclarecido no texto, explicitando o critério que o causou, ou retificar, caso seja aplicável.</p>
Cenário	Hidrelétrica	PCH	Eólica	Fotovoltaica	LITE Flexível	Biomassa	Resíduos Sólidos Urbanos	Resposta da Demanda	Modernização Carvão																																			
Referência	~5.000	~5.000	~10.000	~5.000	~15.000	~0	~0	~5.000	~0																																			
Superior	~5.000	~5.000	~20.000	~5.000	~15.000	~0	~0	~5.000	~0																																			
Inferior	~5.000	~5.000	~0	~0	~0	~0	~0	~5.000	~0																																			

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.5 CASO 4: MUDANÇA DE OPERAÇÃO NAS HIDRELÉTRI CAS PARA MAIOR DISPONIBIL DADE DE CAPACIDADE	<p>Como conclusão desse <i>what if</i>, constata-se que para promover uma mudança operativa das hidrelétricas visando garantir mais disponibilidade de potência é necessário alterar o balanço entre oferta e demanda do sistema. Assim, as usinas hidrelétricas podem reduzir sua participação no atendimento aos requisitos de energia em troca de uma maior disponibilidade de potência. Com esse objetivo, para essa sensibilidade obteve-se os ganhos de potência disponível (PDISP) total no SIN, de tal maneira que o caso alcançou cerca de 2.000 MW a mais de PDISP do que o Caso de Referência, no período entre 2026 e 2030. Para essa sensibilidade, o <i>trade-off</i> desse benefício de potência foi o aumento de 22% do custo total de operação.</p> <p>O reflexo dessa operação com despacho térmico inflexível traz importantes discussões acerca do papel das usinas hidrelétricas. A alteração na forma de operação das hidrelétricas, pode trazer impactos econômicos e financeiros para os agentes de geração. Esses elementos são importantes para fomentar o debate em temas mais abrangentes como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Generation Scaling Factor (GSF) e, no contexto de modernização do setor elétrico, o cálculo de novos produtos e serviços que podem ser fornecidos pelos agentes geradores.</p>	<p>Como conclusão desse <i>what if</i>, constata-se que para promover uma mudança operativa das hidrelétricas visando garantir mais disponibilidade de potência é necessário alterar o balanço entre oferta e demanda do sistema. Assim, as usinas hidrelétricas podem reduzir sua participação no atendimento aos requisitos de energia em troca de uma maior disponibilidade de potência. Com esse objetivo, para essa sensibilidade obteve-se os ganhos de potência disponível (PDISP) total no SIN, de tal maneira que o caso alcançou cerca de 2.000 MW a mais de PDISP do que o Caso de Referência, no período entre 2026 e 2030. Para essa sensibilidade, o <i>trade-off</i> desse benefício de potência foi o aumento de 22% do custo total de operação, o que inviabiliza totalmente este cenário de inserção de termelétricas inflexíveis por não apresentar o menor custo global para expansão e operação do SIN.</p> <p>O reflexo dessa A operação com despacho térmico inflexível traz importantes discussões acerca do papel das usinas hidrelétricas. impactos econômicos e financeiros negativos para os agentes de geração e para os consumidores. A alteração proposta neste Caso 4 na forma de operação das hidrelétricas, pode trazer impactos</p>	<p>Sugerimos que a conclusão deve ser mais enfática no sentido de que o Caso 4 é inviável por não apresentar o menor custo global para o sistema <u>em função de ter considerado usinas térmicas inflexíveis na sobre oferta</u>, e não pela decisão de operação dos reservatórios para fornecimento de potência. Destacamos que o aumento no custo de operação provoca distorções na sinalização de preço e interfere de forma indesejada no funcionamento do mercado. Não recomendamos que custos decorrentes de intervenções no mercado sejam alocados aos consumidores de energia ou arcados via criação de subsídios.</p> <p>Recomendamos que seja incluído a sensibilidade com mix de fontes – conforme proposto no próprio PDE –, e sugerimos confrontar esses resultados com a sensibilidade com UTE inflexível.</p> <p>Sugerimos ainda um outro Caso em que o modelo de operação de hidrelétricas para fornecimento de potência seja inserido como uma restrição no próprio MDI para obtenção da expansão ótima. A inserção desse caso corrobora com nossa sugestão de retirar o texto que afirma que a mudança na forma da operação das hidrelétricas repercute em descasamento da oferta e demanda. Pois ao ser modelado no problema de otimização o resultado não será de sobre oferta</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
0			<p>econômicos e financeiros para os agentes de geração deve ser avaliada através de outros cenários de sensibilidade considerando a substituição energética por outras fontes que gerem um custo de operação inferior ao das termelétricas inflexíveis. Tal mudança na forma de operação das hidrelétricas não pode ser dissociada de discussões fundamentais. Esses elementos são importantes para fomentar o debate em temas mais abrangentes como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Generation Scaling Factor (GSF) e, no contexto de modernização do setor elétrico, o cálculo de novos produtos e serviços que podem ser fornecidos pelos agentes geradores, que devem, acima de qualquer outro critério, observar o atendimento ao menor custo global.</p>	<p>Cumpra destacar que uma possível mudança na forma de operação dos reservatórios ou determinação de novos produtos no âmbito da Modernização do Setor Elétrico deve observar esta premissa básica da expansão do SIN, o mínimo custo global.</p>
3	3.5 CASO 5: REVISÃO DE ENCARGOS E INCENTIVOS			<p>Não está claro no “CASO 5: REVISÃO DE ENCARGO E INCENTIVOS” se foi considerado o fim do subsídio na TUST/TUSD para os consumidores, que atualmente também possuem direito ao desconto, além dos agentes de geração.</p> <p>Entendemos que a sensibilidade proposta no Caso 5 deve considerar os efeitos do fim do subsídio da TUST/TUSD do lado do consumo, caso ainda não esteja sendo considerado.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.5 CASO 5: REVISÃO DE ENCARGOS E INCENTIVOS			Sugerimos que a seção “CASO 5: REVISÃO DE ENCARGO E INCENTIVOS” demonstre de forma mais contundente que o desconto na TUST/TUSD não é mais necessário, como por exemplo evidenciando as diferenças entre a atual e a correta alocação dos custos entre os agentes do setor
4		A elaboração dos estudos do planejamento da transmissão no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano de expansão de referência de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.		<p>Sendo o custo para atendimento de cada MWh função do custo total de Geração e de Transmissão, entendemos que a expansão da transmissão também deveria constar na modelagem do problema (Fluxograma 3.1), sendo parte integrante do processo de otimização.</p> <p>Essa alteração poderia levar a decisões mais otimizadas em relação a expansão (construir/reforçar uma linha/região ou instalar uma nova Usina), contribuindo para a modicidade tarifária.</p>
7	7.1 a 7.7			Não está evidente a correlação, nem as premissas utilizadas, nos cenários de preço, expansão da infraestrutura, elevação da demanda, elevação da oferta de gás natural e expansão do Setor Elétrico. Sendo tais variáveis fortemente correlacionadas, é essencial que o documento traga de forma mais explícita quais premissas são consideradas em cada sensibilidade e como cada estudo se correlaciona com os demais estudos do documento.

Complementos a contribuições ENGIE à CP MME nº 101/2020 “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030)”

I. Considerações Iniciais

O Ministério de Minas e Energia (“MME”) divulgou para Consulta Pública a documentação técnica do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.

A abertura desta Consulta Pública constitui oportunidade para a manifestação dos agentes setoriais e da sociedade civil sobre às decisões a serem tomadas acerca do desenvolvimento do suprimento energético do país, bem como apresenta uma síntese da política energética a ser adotada nos próximos anos.

Além das contribuições feitas na primeira sessão do documento, abaixo são feitos complementos à presente Consulta Pública.

II. Análise e Contribuição

A. Geração Centralizada de Energia Elétrica

A Engie entende que em um planejamento indicativo há que se ventilar os empasses e vantagens de cada tecnologia, no entanto, permitir que a lógica econômica guie a expansão. Nesse sentido, se entende que a utilização e adequação de recursos, principalmente em um contexto de maior participação das fontes renováveis, deve ser obtida por meio de desenho de mercado que garanta a devida neutralidade tecnológica na expansão. Assim sendo, deve haver, por parte do planejador, um olhar neutro quanto à tecnologia e sim, focado nos requisitos sistêmicos, sejam estes técnicos ou ambientais.

Além disso, é preciso que as políticas públicas não distorçam os mecanismos de precificação através de intervenções determinativas contrários à lógica competitiva ou através de subsídios às fontes energéticas ou à setores específicos. Vejamos, por exemplo, a integração entre os setores de gás natural e de eletricidade. O setor elétrico não pode ser usado para custear a sustentabilidade do setor de gás. Nesse sentido, o consumo de gás natural em termelétricas deve ser motivado, única e exclusivamente, pela viabilidade financeira destas tecnologias dentro da lógica de precificação do mercado.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Desta forma, defendemos uma visão mais orientada a mercado, objetivando um setor de energia mais concorrencial, descentralizado, com multiplicidade de agentes e mais dinâmico. Isto, pois entendemos que o caminho para um setor de energia mais eficiente e com menores custos ao consumidor final é através da competição no mercado.

Cenário de Referência e a MP 998/2020

No decorrer do Capítulo III da Minuta do PDE 2030, são apresentados, além do Cenário de Referência, cenários alternativos, com sensibilidades das premissas. Entre essas sensibilidades está o “Caso 5: Revisão de Encargo E Incentivos”, na qual a avaliação da expansão e competitividade das fontes considerando é avaliada considerando a retirada dos incentivos tarifários às fontes renováveis.

A ENGIE entende que as premissas utilizadas no Caso 5, especialmente a extinção dos descontos na TUSD/TUST, deveriam compor o Cenário de Referência, observando os dispositivos legais em vigor trazidos pela MP 998/2020.

Se observa no resultado do Caso 5 do PDE 2030 que a extinção dos subsídios às fontes incentivadas altera marginalmente a competitividade econômica dessas fontes. Dessa forma, ao avaliarmos os resultados apresentamos no Caso 5, pode se concluir que tais subsídios não são mais necessários para tornar competitivas as fontes renováveis. Assim sendo, não há justificativa para a continuidade da existência dos descontos nas TUSD/TUST, já que sua eficiência em trazer ganhos de competitividade às fontes é ínfimo. Posto isso, entendemos que todos os casos avaliados no PDE, principalmente aquele de referência, devem considerar uma matriz energética livre do referido subsídio.

Além da distorção na expansão indicativa da geração, alerta-se que manutenção dos subsídios traz impactos à todos os consumidores do SIN, inclusive aqueles que não usufruem desses descontos. Nesse sentido, apesar de o parque gerador indicativo não ser alterado pelos impactos sentidos pelos consumidores em suas tarifas, consideramos que por tratar de uma política pública, que não mais se mostra efetiva, que as informações e justificativas para a manutenção deste encargo na visão do planejador devem ser apresentadas de forma explícita no PDE.

Como exemplo, analisa-se o desconto na TUSD/TUST, vigente pelo Art. 26 da Lei 9.427/1996 incidente na produção e no consumo, o qual é repassado por meio da CDE para os consumidores.

Conforme o voto que subsidiou a aprovação da REH 2.664/2019, para o ano de 2020 o orçamento da CDE contava com um subsídio superior a R\$ 4 bilhões para os descontos na distribuição causados pela redução da TUSD para geradores e consumidores de energia proveniente de fontes incentivadas. Este valor equivalente a cerca de 19% do orçamento total da CDE para o mesmo ano.

Entende-se que a manutenção do subsídio, em conjunto com a expansão do “parque gerador incentivado”, sinaliza para o aumento do custo total de contido na CDE, onerando os consumidores de todo o SIN. Fundamentado nisto, a ENGIE realizou uma projeção desde subsídio para o ano de 2030, com base na expansão da oferta, crescimento do mercado livre e projeção da TUSD por distribuidora. Para tal, se considerou que toda a oferta incentivada disponível destinar-se-ia a atender preferencialmente as distribuidoras que possuem TUSD mais elevada. Este estudo sinaliza para valor do subsídio estimado R\$ 9,6 bilhões no ano de 2030, a ser arcado por todos os consumidores do SIN.

Percebe-se, portanto, perante a prospecção de que os custos com os referidos subsídios dobrem entre 2020 – 2030, influenciados principalmente pela expansão desnecessariamente subsidiada das fontes renováveis que o planejador, especialmente em seu cenário de referência contemple a evolução setorial, especialmente os pontos já aprovados na referida MP, alterando as premissas da expansão de referência, de tal forma considerar a extinção dos subsídios às fontes incentivadas.

Modernização de térmicas a carvão

A visão de planejamento adotada no PDE está alinhada com às políticas energéticas observadas em outros países, em relação à redução na matriz energética de usinas movidas a carvão mineral. Desse modo, observa-se uma significativa redução dessa fonte de energia elétrica na matriz elétrica brasileira na próxima década. Enquanto esse fato não gera problemas no setor elétrico pela substituição por outras fontes de energia, a redução do uso do carvão mineral impacta fortemente toda cadeia produtiva desse insumo, transcendendo o setor minerário. Atinge-se também o setor logístico, de suprimentos e combustíveis secundários, insumos das plantas de geração e todas as outras atividades que giram em torno dessa cadeia. Embora a tendência de descarbonização seja salutar e irreversível, há que se buscar maneiras de minimizar os prejuízos econômicos provocados por possível descomissionamento de usinas a carvão, que afetarão fortemente a economia de estados produtores, especialmente o Estado de Santa Catarina.

O estudo aborda e apresenta corretamente o forte declínio dessa fonte com o fim do subsídio da CDE em 2027, analisando como alternativa o *retrofit* de plantas existentes ou pela expansão de novas plantas, mais modernas, que acarretariam custos mais elevados que a modernização. Acreditamos que o PDE é um ótimo instrumento para que seja avaliada uma solução de longo prazo, possibilitando o funcionamento, minimamente, da atividade mineradora, permitindo análises com maiores detalhes as possibilidades e competitividade da modernização tecnológica das plantas. A geração de energia a carvão limpa (e.g. com sequestro de carbono) ajuda derrubar as barreiras apresentadas no estudo, como por exemplo, a dificuldade de financiamento de usinas termelétricas a carvão mineral.

Corroboramos com o estudo as recentes ações do Ministério de Minas e Energia, que lançou o plano de modernização e grupo de trabalho específico para estudar a continuidade da indústria carbonífera.

B. Transmissão de Energia e TUST

O planejamento da expansão da Transmissão previsto no PDE é utilizado no estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) estabilizadas do segmento de geração, conforme previsto na Resolução Normativa nº 559 de 2013. Desta forma, o caráter do PDE deixou de ser somente indicativo e passou a trazer impactos financeiros diretos e de longo prazo sobre os agentes geradores.

Intenciona-se aqui destacar o fato de que previsões otimistas quanto à efetiva expansão da transmissão, tem impactos negativos sobre os usuários do sistema, já que se verifica que muitos dos empreendimentos previstos no PDE não chegam a ser licitados pelo regulador e quando o são, por vezes não são executados.

Resta, portanto, a necessidade de que os indicativos de expansão da transmissão se deem de forma mais aderente à realidade observada, tanto quanto a cronogramas mais realistas quanto com relação ao deságio médio. O Planejador poderia, inclusive, relacionar a indicação da expansão com a respectiva estimativa de entrada de operação – e por consequência ciclo tarifário aplicável - e a probabilidade de execução das obras, fornecendo aos agentes e ao Regulador informações mais assertivas a serem consideradas na base de remuneração e custos do Sistema de Transmissão.

Em outra esfera, cabe ao planejador verificar se os investimentos indicativos na rede de transmissão estão contribuindo para a redução de custo sistêmico aos usuários, quais seja, consumidores de energia. Isto pois, os investimentos devem possibilitar o melhor atendimento à carga e o uso ótimo da malha, o que, no longo prazo, com a expansão da demanda, deve culminar na redução do custo unitário para atendimento à carga. Desta forma, recomendamos que o estudo não somente assegure, mas também traga evidências quantitativas que os investimentos previstos fazem parte da solução de mínimo custo ou para maior segurança energética.

C. Gás Natural

O Capítulo 7 da Minuta do PDE 2030 expõe uma visão original da infraestrutura nacional, do histórico e projeção de preços, da oferta e da demanda no Setor de Gás Natural Brasileiro.

Os cenários regulatórios e macroeconômicos irão prestar papel de destaque na evolução do Mercado de Gás Natural Brasileiro. Apontamos que se faz necessário maior clareza, ao longo do Capítulo 7, quanto às premissas envolvidas em cada estudo e sensibilidade. Mais especificamente, destacamos a necessidade de detalhamento das premissas utilizadas na sensibilidade apresentada no Box 7.1 – “Oferta e Demanda Adicionais: Programa Novo Mercado De Gás”. Considerando o expressivo escalonamento da oferta e da demanda apresentado na referida sensibilidade - em relação ao cenário de referência - torna-se relevante, de modo a avaliar de forma adequada o conteúdo, a descrição dos empreendimentos de infraestrutura, incluindo suas capacidades de transporte e processamento, assim como os cenários de preços de molécula de gás que subsidiaram essa sensibilidade. Importante que esse cenário também avalie eventual impacto no preço marginal de operação.

Sugere-se que para a oferta e transporte se caracterize tecnicamente os empreendimentos, apresentando as informações formato de tabela comparativa, contendo os empreendimentos (i) Previstos, (ii) Indicados - Business as Usual e (iii) Indicados - Novo Mercado de Gás.

Além disso, observa-se ausência de relação entre os cenários de preços apresentados e suas variáveis correlacionadas, com destaque à expansão da demanda termelétrica. É preciso que o documento traga mais clareza sobre a relação entre os cenários de preços de gás natural e a competitividade das fontes no modelo de expansão da matriz elétrica.