



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

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

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

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

#### Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)

Nome: Rogério Almeida Manso da Costa Reis

Instituição: Associação de Empresas de Transporte por Gasodutos - ATGás

setor público

setor privado

organização não governamental

instituição de pesquisa/ensino

organizações sociais

outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7	7.1	Foi finalizada, em 2021, a implantação do terminal de GNL do Porto do Açú/RJ, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m <sup>3</sup> /dia para abastecer a UTE Novo Tempo e a UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 milhões de m <sup>3</sup> /dia cada uma). Destaca-se, também, o projeto do terminal de GNL em Barcarena/PA, com previsão de entrada em 2022 e capacidade de regaseificação de 15 milhões de	O relatório poderia apresentar um cenário com as expansões de gasodutos de transporte aproveitando as capacidades excedentes dos terminais de GNL atuais e futuros para conexão à malha integrada.	Há intenção manifesta de conexão dos terminais de GNL à malha de transporte e benefícios significativos tanto para os projetos, quanto para os usuários conectados a malha de transporte.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>m<sup>3</sup>/dia, a ser conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de 3 milhões de m<sup>3</sup> /dia) além de outras demandas industriais. Além disso, espera-se que três terminais de GNL adicionais sejam implementados no horizonte decenal: o Terminal de Regaseificação de São Paulo/SP, o Terminal Gás Sul/SC, e o terminal de Suape/PE.</p> <p>A capacidade excedente dos terminais de GNL atuais e futuros poderá ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não termelétrico, ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada. Por conseguinte, estes empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos. Entretanto, para o terminal existente de GNL de Barra dos Coqueiros/SE, foi divulgada recentemente a intenção de conexão do projeto à malha integrada (SEDETEC, 2021), e o Terminal Gás Sul/SC foi autorizado já considerando um gasoduto integrante para conexão ao GASBOL (ANP, 2021a). Uma vez confirmados os projetos para interconexão, estes terminais poderão disponibilizar gás natural para clientes do Brasil inteiro via malha integrada.</p>		
7	7.4.2.	<p>Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se neste ciclo a manutenção do volume</p>	<p>Comentário: A Bolívia deve continuar competindo por uma fatia</p>	<p>A produção de gás natural da Bolívia apresenta tendência de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		máximo de importação de 30 milhões de m <sup>3</sup> /dia até 2031.	de mercado de gás brasileiro dada a competitividade de seu gás. A tendência de queda da produção boliviana reduzirá sua participação de mercado em função também da expansão da produção do pré-sal e da infraestrutura de GNL.	queda sustentada a uma taxa entre 3% e 3,5%, tendo passado de 61 MMm <sup>3</sup> /d em 2013 para 42,5 MMm <sup>3</sup> /d no último trimestre de 2021. Isso se soma ao aumento do consumo de gás doméstico naquele país.
7	7.4.2.	Os terminais de regaseificação de GNL em Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ, além do previsto em Barcarena/PA não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos, podendo elevar ainda mais a oferta potencial na malha integrada.	Os terminais de regaseificação de GNL em Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ, <b>além dos previstos em Barcarena/PA e Terminal Gás Sul/SC</b> , não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos, podendo elevar ainda mais a oferta potencial na malha integrada.  Comentário; em linha com o cenário acima, a oferta de gás na malha integrada poderia considerar a conexão dos projetos descritos nesse parágrafo.	Em 2021, o Terminal Gás Sul/SC foi autorizado já considerando um gasoduto integrante para conexão ao GASBOL.  A conexão dos terminais de GNL à malha de transporte traz benefícios significativos tanto para os projetos, quanto para os usuários conectados a malha de transporte.
8	8.5.1.	As projeções da produção de etanol e açúcar apresentadas neste capítulo indicam elevada quantidade de resíduos deste setor, a qual pode	Comentário: O item referente ao biogás / biometano poderia incluir premissas de oferta mais extensas	Dados da ABiogás estimam que seria possível produzir até 121 milhões de m <sup>3</sup> por ano, sendo 57,8

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		ser destinada à produção de biogás. A metodologia aplicada a este item considerou a vinhaça e torta de filtro para a produção de biogás, que serão integralmente destinadas para a biodigestão. Neste caso, o potencial de biogás alcança 7,1 bilhões de Nm <sup>3</sup> 85 em 2031, representando 3,9 bilhões de Nm <sup>3</sup> de biometano.	ao aproveitamento dos produtos da cana, incluindo os resíduos agrossilvopastoris e urbanos, como em estudos já elaborados no país. A demanda potencial poderia considerar diferentes segmentos de mercado, como energia elétrica, transporte e injeção em gasodutos. A injeção de biometano na rede de gasodutos de transporte permite a comercialização por meio da malha integrada, ampliando a possibilidade de mercado deste energético, independente da localização geográfica ou volume de produção da fonte injetora.	milhões de m <sup>3</sup> oriundos do setor sucroenergético, 38,9 milhões m <sup>3</sup> da produção animal e 18,2 m <sup>3</sup> milhões das demais atividades agrícolas. Projetos existentes direcionam o biogás / biometano para os segmentos indicados.
12	12.2.1	A capacidade de uma planta de produção de hidrogênio pode variar conforme a necessidade ou a oportunidade. A produção centralizada, em plantas com elevada capacidade de produção, permite economias de escala, mas requer uma importante infraestrutura de armazenamento e distribuição. No caso da produção distribuída, essa infraestrutura é menos relevante em termos de custos, mas o projeto pode perder em economias de escala. A produção distribuída de hidrogênio, no entanto, permite dimensionar a planta para o atendimento de mercados locais.	Comentário: o relatório poderia classificar os projetos de geração de hidrogênio em desenvolvimento no Brasil como produção centralizada ou distribuída, considerando infraestrutura associada e mercado potencial.	À medida que os projetos forem desenvolvidos, é necessário desenvolver infraestruturas e mercado doméstico para aproveitamento do potencial de hidrogênio no país.

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



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

