

CT 234/19

Rio de Janeiro, 22 de novembro de 2019.

Ref.: Contribuições à Consulta Pública MME nº 87/2019 - Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2029.

Prezados Senhores,

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) analisou a minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2029 em Consulta Pública.

Visando contribuir para a melhoria e adequação do documento proposto ao panorama energético de nosso País, apresentamos no Anexo 1 desta carta nossas sugestões à minuta do PDE 2029.

Com protestos de mais alta estima e consideração.

Atenciosamente,

Augusto Salomon

Augusto Salomon
Presidente Executivo
ORIGINAL ASSINADO

ANEXO 1

CONTRIBUIÇÕES AO PDE 2029

COMENTÁRIOS GERAIS

1. Aparente falta de alinhamento entre o PDE 2029 e os recém-publicados Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) e Plano Indicativo de Gasodutos (PIG).

A recente iniciativa do Governo Federal denominada “Novo Mercado de Gás” tem o objetivo de promover a concorrência e o livre mercado no setor, além de ampliar investimentos em infraestrutura, democratizar o acesso ao gás natural e gerar uma energia mais competitiva para reduzir o Custo Brasil e, consequentemente, incentivar o crescimento do País.

Um dos grandes desafios apontados pelo PDE para a monetização das descobertas de gás natural no Pré-Sal é a falta de uma ampla infraestrutura, bem como a dificuldade de acesso a estas infraestruturas de escoamento, processamento e transporte. Neste contexto, o PIPE e o PIG (ambos realizados pela EPE e contemporâneos ao PDE 2029) são estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, apresentando projetos indicativos de escoamento/processamento e transporte, respectivamente.

No entanto, mesmo se tratando de um planejamento de 10 (dez) anos, o caso de Referência não considera o aumento da competitividade do gás natural, fruto do sucesso esperado do “Novo Mercado de Gás”, e mantém uma projeção de baixa expansão do consumo desse energético.

Cabe também questionar a EPE sobre a ausência de considerações relativas aos efeitos adjacentes que a não observância do PIPE e PIG pelo PDE deverão promover. Como por exemplo, o elevado risco das térmicas projetadas serem, na sua maioria, instaladas na região costeira do País. A instalação de térmicas no litoral excluiria esta importante âncora para a expansão do consumo do gás natural no interior no País, limitando também a expansão da infraestrutura de escoamento,

transporte e processamento de gás natural, sob o risco de perdemos uma oportunidade única para levar desenvolvimento e crescimento econômico, por meio do gás natural, para diversos estados do interior do Brasil.

O fator locacional das térmicas é uma das principais vantagens para incentivar o desenvolvimento de infraestrutura no território nacional. Térmicas inflexíveis no interior, ancorando o investimento em transporte e distribuição, ajudariam definitivamente na democratização de gás competitivo, beneficiando indústrias, serviços e a população em geral.

Hoje, os produtores de gás natural associado preferem reinjetar este recurso nos poços de petróleo, seja para maior aproveitamento da produção do óleo, ou pela falta de infraestrutura e por conta de incertezas no consumo firme do gás, onde as térmicas inflexíveis teriam papel fundamental. O exemplo mais recente dessa situação já ocorreu com a fase 1 do desenvolvimento do campo de Carcará (região sul do Pré-Sal), operado pela Equinor, onde cerca de 10 milhões de m³/dia de gás rico, sem presença de contaminante CO₂, serão 100% reinjetados. O mais preocupante é que esse cenário se perpetue no desenvolvimento de Carcará ou em tantos outros campos de petróleo com gás associado, caso não haja sinais econômicos adequados para cada elo da cadeia do setor.

Ao desconsiderar as indicações contidas no PIPE e PIG, corremos o risco de manutenção do *status quo* onde investimentos vultosos em linhas de transmissão são realizados para levar energia elétrica por milhares de quilômetros, em vez de criarmos sinergias entre os gasodutos indicados no PIG e térmicas indicativas no centro de carga da demanda. O PDE deveria incluir um estudo aprofundado comparando os benefícios e efeitos econômicos e sociais de investimentos em gasodutos versus em linhas de transmissão, assim como de investimentos em usinas térmicas no litoral versus usinas térmicas nos centros de carga da demanda.

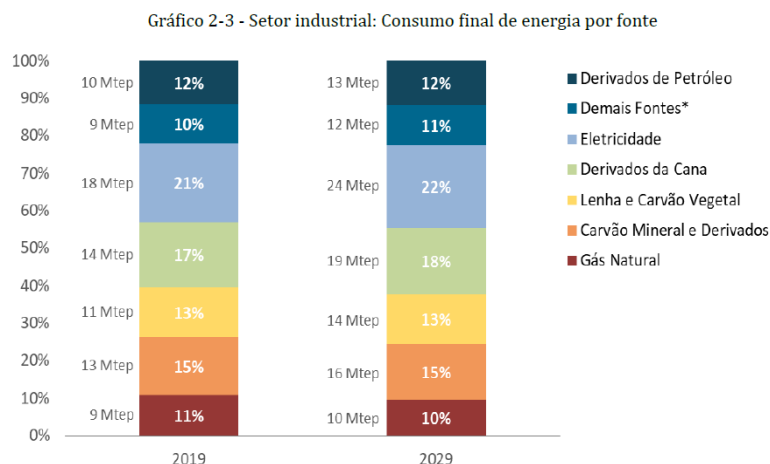
O PDE também desconsidera indicativos econômicos como a maior dependência de importação de gasolina e diesel e a vontade, já externada pelo Governo Federal, de introduzir a utilização de gás natural em veículos pesados. Esta utilização permitiria a redução das emissões, objetivo também perseguido pelo Governo, além da menor dependência das importações de combustíveis líquidos.

Capítulo II - DEMANDA DE ENERGIA

2.1.1. Industrial

1. Observa-se apenas o crescimento vegetativo e ocupação da capacidade ociosa, sem considerar a alteração da matriz energética industrial, desta forma, no gráfico 2-3 não há mudanças significativas no consumo industrial, ocorrendo, inclusive, redução da participação do gás natural. Tal resultado não condiz com os esforços do Governo Federal com o “Novo Mercado de Gás Natural”, onde se espera maior atratividade deste combustível pela introdução da concorrência na molécula e preços mais compatíveis com a realidade.

Não é preciso destacar, que o gás natural é o combustível mais “limpo” entre aqueles de origem fóssil, que poderia não apenas substituir energéticos mais poluentes diretamente nos processos produtivos, mas também abastecer carretas no transporte – o que tende a impactar, também, o próximo tópico (Transportes), fator relevante que, novamente, não foi considerado.



1.1.2 Transportes

2. Novamente o PDE não considera o potencial brasileiro de gás natural e descarta esta fonte no planejamento dos transportes de passageiros e cargas. Esta posição não condiz com os gráficos 6-5 (pág. 175) e 6-6 (pág. 176), onde fica demonstrada a dependência da importação de gasolina e diesel e não se faz menção à mudança do *status quo*.

Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina

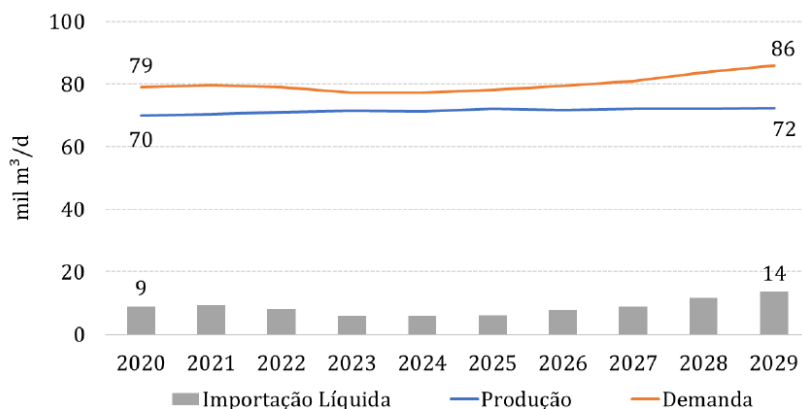
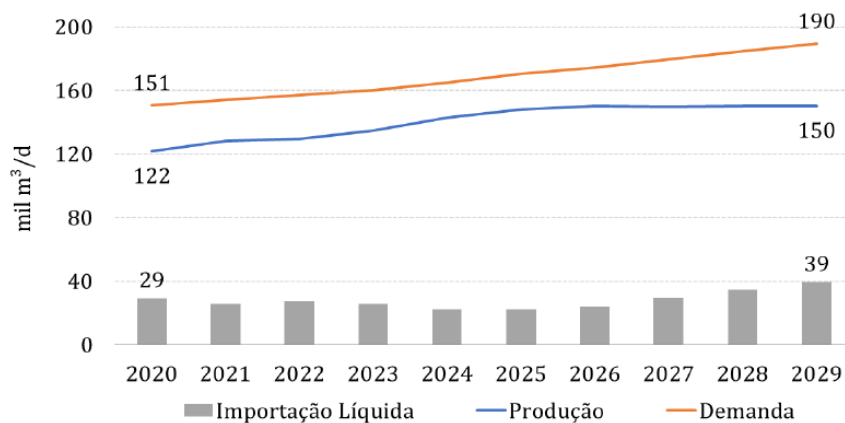
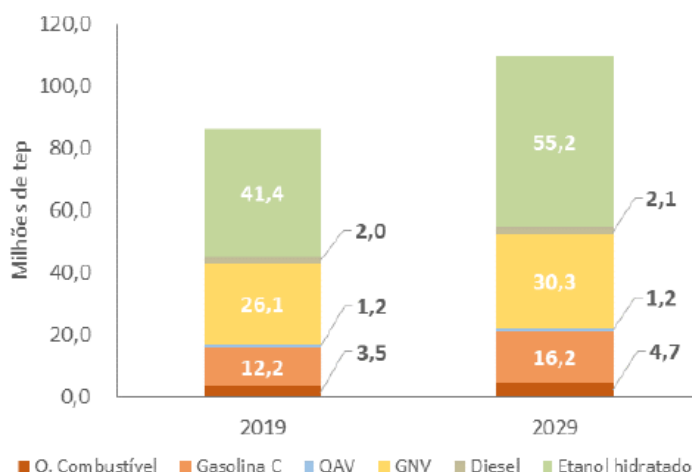


Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel



3. Pág. 35 Gráfico 2-7 – Inconsistência na participação dos combustíveis.

Gráfico 2-7 - Participação dos tipos de energia na demanda energética do setor de transportes



2.2.3 Gás Natural

- Pag. 42 - Estagnação da Cogeração em 2,9 Mm³/dia não condiz com a necessidade de energia garantida, com partida rápida, conforme descrito no capítulo 3. Na página 190, o estudo faz um exercício de extrapolação e considera toda a demanda de partida rápida sendo atendida por térmicas de ciclo aberto, o que representaria uma demanda de 66,8 Mm³/dia e 3 a 4 terminais de GNL.

Não faz sentido descartar uma tecnologia mais eficiente, quando comparada com térmicas de ciclo aberto, e desconsiderar a mudança de precificação horária de energia, o que permite a venda dos excedentes das plantas de cogeração.

- Pag. 43 – “Justifica-se a maior taxa de crescimento projetada para o segmento residencial, 4,7% a.a., pela estratégia de algumas distribuidoras de investimentos neste segmento, dado a sua maior taxa de retorno.” Esta afirmação é equivocada e pode gerar entendimentos distorcidos. As distribuidoras de gás natural, como concessionárias, realizam investimentos

em todos os segmentos. A diversificação do portfólio de seus clientes permite a redução dos riscos de mercado e traz competitividade para todos os segmentos.

6. Pág. 45, Gráfico 2-21 - Em um cenário de maior competitividade do gás natural, novas demandas também podem ser viabilizadas nas indústrias de metanol, cerâmica e vidro, que possuem *break-even* um pouco mais elevado se comparado aos demais segmentos industriais com potencial de expansão na oferta interna.
7. Pág.44, Gráfico 2-19 - Projeta-se, em 2029, um consumo termelétrico de gás natural de 21,1 milhões m³/dia, um crescimento de apenas 1,3 milhão de m³/dia quando comparado com 2019. Aparentemente, existe uma inconsistência nessa projeção quando confrontada com o crescimento da capacidade instalada de térmicas a gás natural.

De acordo com o próprio PDE, esta capacidade cresce para 35,7 GW em 2029 partindo dos atuais 12,9 GW, conforme o capítulo 3.5 que trata da “Visão de Futuro para o Parque Gerador”, gráfico 3.6 (página 72). Entende-se, pelo posicionamento da EPE, que essas usinas exercem o papel de fornecer a segurança operativa quando o sistema requisitar e, portanto, possuirão um baixo Fator de Despacho. Entretanto, dado que o caso Referência indica que a projeção das termelétricas a gás nacional serão 50% inflexíveis, o consumo de gás natural projetado nesse Gráfico (2-19) é ainda muito baixo.

Torna-se fundamental, até para uma contribuição efetiva sobre essas grandezas, conhecer com profundidade as premissas que a EPE utilizou em ambas projeções.

8. Pág.45, Box 2-3 - Ainda se tratando da importância da transparência nas premissas adotadas, o estudo menciona a utilização de uma premissa de preço alvo de até 7 USD/MMBtu. Nesse ponto, não deixar claro se esse preço se refere ao preço no *city-gate* para as distribuidoras ou preço ao consumidor final tende a gerar distorção na interpretação e expectativa do mercado, o que é bastante prejudicial nesta fase de transição do setor.

Gráfico 2-19 - Gás Natural: Consumo total por setor

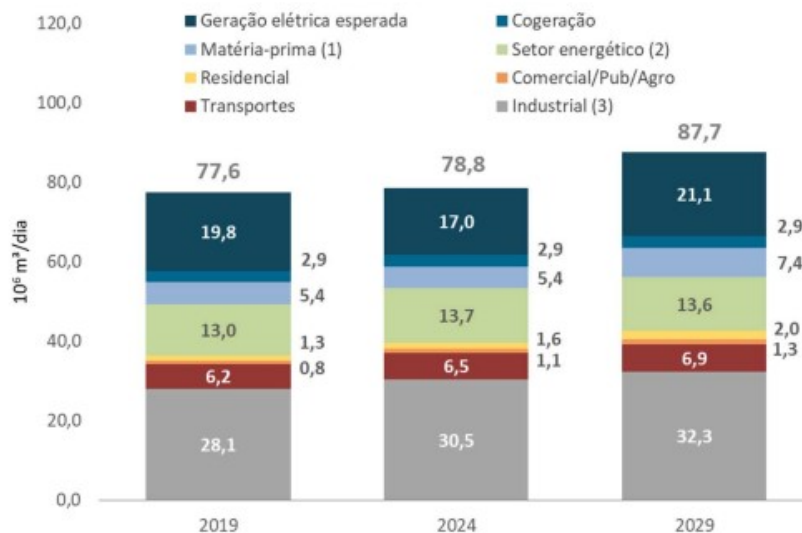
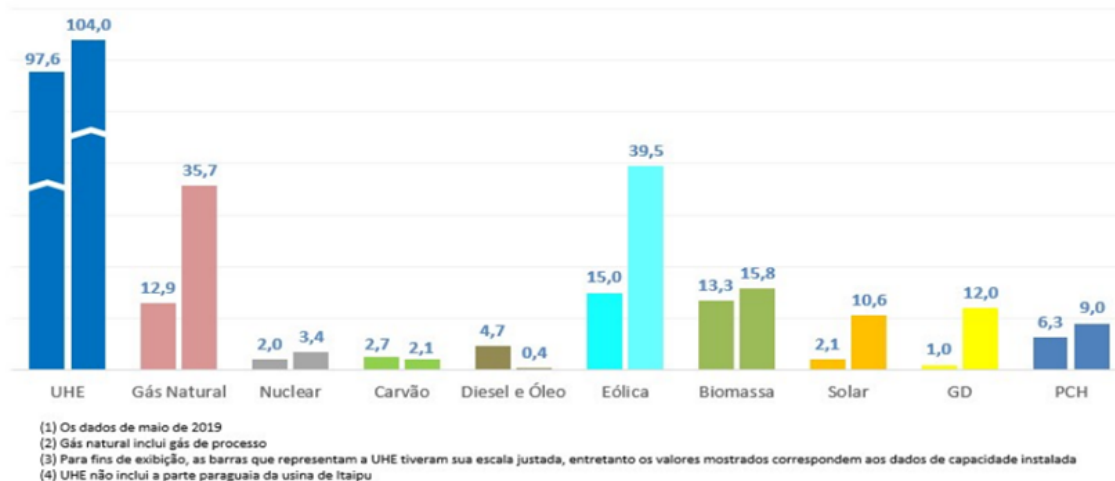


Gráfico 3-6 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia

Capacidade Instalada em 2019 e 2029 (GW)



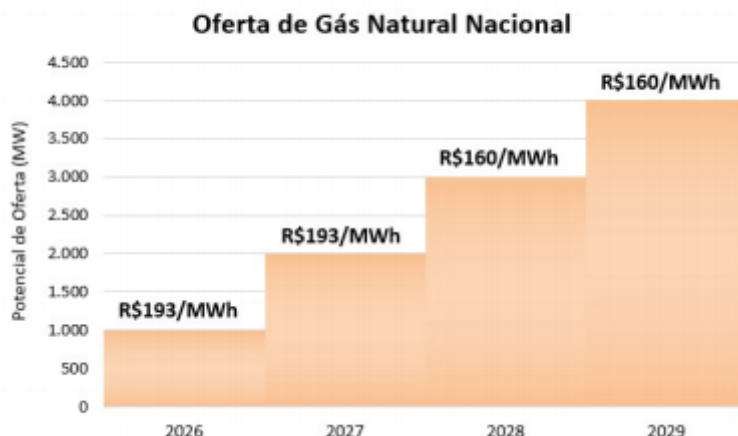
Capítulo III – GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

9. Falta de clareza na integração do setor de gás natural e o setor elétrico

No caso Referência do PDE, há usinas termelétricas com custo de gás referenciado ao preço de GNL (CVU de R\$ 336/MWh), 100% flexíveis, e usinas com gás natural nacional (CVU de R\$ 193/MWh), 50% inflexíveis. Em ambos tipos de suprimento não há clareza sobre qual é o custo do gás natural ao chegar na térmica e nem sobre quais tarifas de escoamento, transporte ou distribuição foram utilizadas. Dado que o caso Referência não leva em conta o preço de gás mais competitivo fruto do “Novo Mercado de Gás”, os CVUs apresentados são questionáveis, não há o devido detalhamento das premissas quantitativas utilizadas.

No caso de maior oferta de gás natural nacional (Caso 3: Maior Oferta De Gás Natural – página 93) há uma adição de termelétricas 50% inflexíveis com CVU de R\$ 160 a 193/MWh, conforme Gráfico 3-29. Novamente há uma falta de clareza sobre qual é o custo do gás natural. Sem um estudo mais aprofundado de preços de exploração de gás nacional, o desenvolvimento de infraestrutura e a comparação com a nova dinâmica internacional de GNL, torna-se difícil compreender os preços apresentados no documento.

Gráfico 3-29 - Oferta de Gás Natural Nacional



O PDE 2029 seria o instrumento mais adequado para explorar como o sistema elétrico pode se beneficiar do desenvolvimento da infraestrutura de gás e dos preços competitivos do suprimento nacional, levando em conta questões estruturais como as necessidades de

segurança energética do SIN, o fator locacional das termelétricas e o modelo de financiamento da infraestrutura, porém, tal abordagem parece não ter sido feita.

10. Vantagens de um novo desenho de mercado

Conforme o caso de maior oferta de gás natural (página 93), termelétricas que utilizam o gás natural nacional teriam um fator de despacho próximo a 80% por serem competitivas e benéficas ao sistema. A competitividade do gás natural abre margem para a discussão de alocação inteligente de termelétricas 100% inflexíveis, gerando energia elétrica na base e no centro de carga da demanda.

É fundamental que ocorra uma revisão do PDE 2029 em que sejam consideradas as vantagens de um novo desenho de mercado atribuindo o valor correto aos principais atributos das fontes e, em particular, criando de fato o reconhecimento da necessidade de se valorar os quesitos “capacidade” e fator locacional.

Com tais medidas implementadas, a expansão das fontes renováveis, que por natureza são intermitentes, poderiam ser exploradas ainda mais, pois a segurança eletro-energética do sistema (em termos de balanço energético para firmar a energia, atendimento das necessidades de potência, e capacidade de resposta aos procedimentos operativos – tensão e frequência) estaria assegurada pelas demais fontes. Esse novo desenho de mercado deve considerar uma composição equilibrada de térmicas na base e flexíveis.

11. O que acontecerá se a oferta de projetos termelétricos a gás natural for inferior às necessidades identificadas no PDE, devido ao potencial de judicialização, já observado em alguns projetos?
12. A partir da análise dos cenários acima, no nosso entender a Cogeração deveria ter um papel mais significativo na geração de energia, por se tratar de uma demanda firme (condizente com o aumento de produção do Pré-Sal) e uma utilização mais eficiente, quando comparada à Geração Térmica.

Capítulo V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

5.2 Previsão de Produção de Gás Natural

13. A produção de gás natural não acompanha o aumento da produção de petróleo. Enquanto a produção de petróleo aumenta 71% de 2029 em relação a 2020, a produção líquida de gás natural aumenta somente 66%, evidenciando que os produtores continuarão a reinjetar gás natural.
14. Uma análise mais otimista, somente aparece em uma análise de sensibilidade na pág. 157, com um crescimento da produção nacional líquida de 100%. Esta análise evidencia o que a ABEGÁS vem repetindo em todos os fóruns dos quais participa: o Novo Mercado de Gás Natural somente acontecerá com os estímulos corretos em infraestrutura e acesso às existentes, promovendo a concorrência na oferta de gás natural. Sem estes investimentos o PDE reflete resultados similares aos de anos anteriores.

Nesse ponto, é essencial deixar explícito a importância do acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural da Petrobras, Rotas 1, 2 e 3, que terá sua capacidade expandida dos atuais 26MMm³/dia para 54MMm³/dia ainda neste decênio. Essa sinalização é importante, principalmente, diante do fato do TCC assinado entre o CADE e Petrobras não ter trazido data limite para cumprimento dessa iniciativa – que uma das mais importantes para o sucesso do Novo Mercado de Gás.

Capítulo VII –GÁS NATURAL

15. A consideração dos Novos Terminais de GNL como sistemas isolados demonstra que a interface Setor Elétrico/ Setor de gás natural não evolui. É urgente pensarmos em um Novo Modelo de Geração Termelétrica que traga investimentos de fato, promovendo a expansão das redes de transporte e distribuição, interiorizando o gás natural e gerando no centro de carga;

7.2 Projeções de Preços de Gás Natural

16. Esse Capítulo apresenta uma análise das projeções de preços do gás natural importado (GNL), sinalizando uma ordem de grandeza para os preços internacionais no mercado doméstico. É apresentado, também, um exercício de projeção de preços internos médios do gás natural (boca do poço ou saída da UPGN?) e uma premissa de relação de competitividade com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE) nacional (ex-refinaria).

A discussão é interessante e bem impostada, do ponto de vista teórico, porém não está claro como foram utilizados esses preços no contexto da avaliação da demanda de gás natural. Em nenhum lugar (nem neste Capítulo, nem na seção sobre Demanda de Gás no Capítulo II) está explicitado como os preços internacionais do gás e/ou a redução do preço do combustível com produção nacional influenciam no crescimento da demanda de gás.

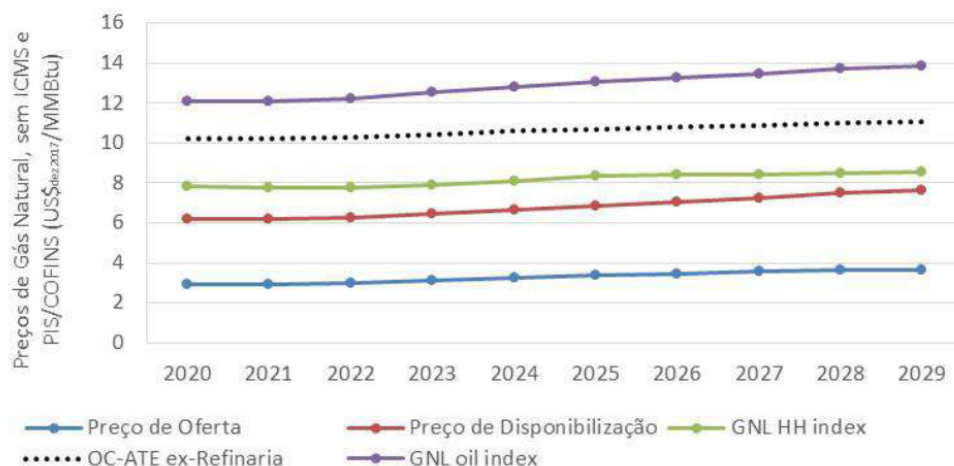
A comparação com o OC ATE não é mais uma realidade em nosso mercado, a não ser em Estados *greenfield* que apresentam potencial de substituição. Precisamos ter gás natural mais competitivo para desenvolver novas aplicações. A falta de realidade na precificação do gás natural tem causado a migração de consumo para lenha e biomassa, trazendo outros concorrentes.

A curva de preço de disponibilização também não é uma realidade. Em recente estudo publicado pela ANP, os produtores vendem na boca do poço a US\$ 1,59/MBTU, então porque o gás deverá ser oferecido ao mercado com a lógica do Agente Dominante? Precisamos trazer a lógica da concorrência para o PDE 2029.

Mesmo com uma chamada de capacidade em curso, não foi considerado a possibilidade de aquisição da Bolívia, entrando como formador de preço.

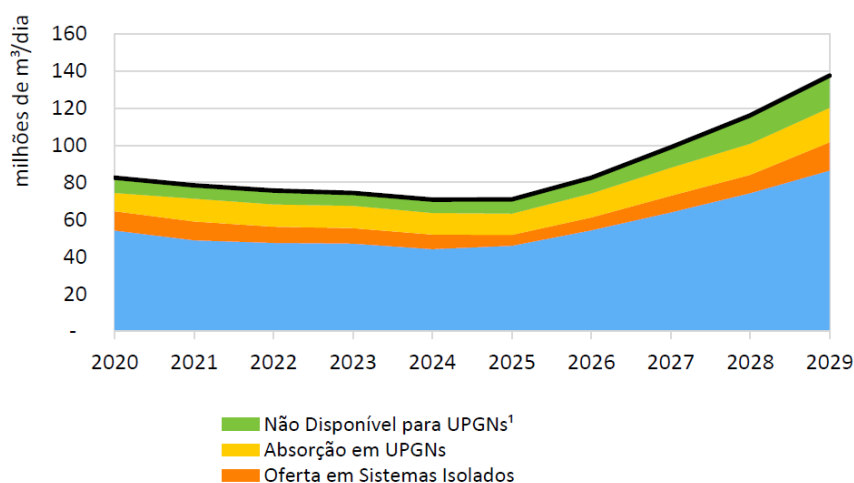
Entendemos que a fórmula de preços e o uso do JCC como *benchmark* do mercado brasileiro não faz sentido.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



17. O gráfico de produção nacional líquida e oferta ao mercado (Gráfico 7-2) apresenta uma redução até 2025, tal fato pode ser questionado. Quanto ao gás disponibilizado, o início da operação da Rota 3, que a Petrobras está construindo, poderá influenciar a redução de reinjeção.

Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.
(3) Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

18. Os gráficos de balanço de Oferta vs. Demanda (pág. deveriam ser apresentados considerando também as características da demanda (firme ou variável) e da oferta (inflexível ou flexível). Como comentado anteriormente, é importante considerar que a demanda variável (demanda das termelétricas acima do despacho mínimo ou inflexibilidade) não poderá ser atendida por oferta inflexível (tipicamente oferta de gás associado, mas também campos de gás não associado de produtores independentes). Para atender a parte variável da demanda das térmicas será necessária uma oferta flexível (GNL e/ou parte flexível do contrato de importação com a Bolívia).
19. premissas adotadas no PDE veremos poucas mudanças no Mercado de Gás Natural. A falta de investimento em infraestrutura, a falta de acesso e a falta de competição na molécula não permitirá o crescimento da oferta de gás natural e, por consequência, da demanda. O crescimento tímido – em torno de 15% – apontado no gráfico 7-3, nos faz acreditar que as ações, promovidas por meio do TCC entre Cade e Petrobras e do PL 6407/3, não terão efeito no mercado.
20. Pág. 191 e 192 Box 7.1 As considerações feitas aqui tentam trazer uma nova ótica para a projeção de Oferta e Demanda, em acordo com o “Novo Mercado de Gás Natural”, mesmo nesta análise o crescimento de 50 Mm³/dia em 10 anos é muito tímido (38%). No entanto, mesmo com este baixo crescimento vemos espaço para o crescimento por meio da implementação de políticas energéticas não restritas às termelétricas e Indústrias. Nesta contribuição já foram apresentados argumentos para a expansão no Transporte de Cargas e Pessoas, veículos leves e Cogeração.

