

**CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA
REFERENTE AO
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027**

Novembro de 2018

Premissas Gerais

A evolução do crescimento econômico para a economia nacional e internacional apresentadas pela EPE estão relativamente otimistas se comparadas às estimativas apresentadas pelo Banco Central do Brasil e, até mesmo, do Fundo Monetário Internacional, que segundo o relatório serviu de base para as projeções da EPE. Enquanto a EPE estima um crescimento do PIB de 2,7% a.a ao longo da primeira metade do decênio (2018-2022), o Banco Central¹ projeta um crescimento médio anual de 2,3% neste mesmo período. As projeções do FMI estão próximas de 2,10% a.a². Importa ressaltar que nos últimos dez anos (2008-2017) a economia brasileira teve, em média, um crescimento econômico de 1,5% a.a.

Em relação à taxa de investimento, segundo projeções da EPE, espera-se que se estabeleça em torno de 21% do PIB. As projeções do FMI indicam um valor relativamente menor: 17%, mais aderente à realidade econômica brasileira se considerarmos a relação Investimento/PIB em 2016 e 2017: 15% e 16%, respectivamente.

Diante do contexto atual, considerando o desafio econômico de solucionar os inúmeros gargalos estruturais – necessidade de expressivos investimentos em infraestrutura – parece superestimado o crescimento econômico estimado pela EPE, ao mesmo tempo em que não parecem fortes suficientes os argumentos apresentados para justificá-lo.

Ademais, tão importante quanto as expectativas de investimento do setor privado estão as perspectivas em relação à evolução da produtividade econômica e das contas públicas, 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.

Cabe mencionar também que, dadas as incertezas envolvidas nas estimativas de premissas econômicas, seria prudente que o PDE contemplasse análises de sensibilidade, considerando os possíveis eventos que podem levar tanto a um crescimento econômico maior ou menor ao cenário base.

Por fim, as Perspectivas Econômicas Setoriais indicam um crescimento superior ao PIB Nacional para o setor industrial que crescerá, em média, 3,1% a.a, três pontos percentuais acima da expectativa de crescimento do PIB. Enquanto o setor agropecuário e de serviço cresceriam em média 2,6% a.a e 2,8% a.a, respectivamente.

Especificamente em relação ao crescimento da atividade industrial há grande relevância da indústria extrativista que crescerá em média 4,5% a.a. Neste contexto, tanto o setor

¹ Sistema de Expectativa de Mercado. Séries de Estatística Consolidadas. Link de acesso: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>

² World Economic Outlook. Gross Domestic Product (GDP). Real GDP Growth. April 2018. Link de acesso: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/02/weodata/index.aspx>

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 tampouco considera a projeção cambial.

Dados do Banco Central (2018-2022) indicam uma desvalorização da taxa cambial de 7% em termos absolutos, o que denota o risco de as projeções contempladas no PDE 2027 não se realizarem. Dado a sensibilidade do câmbio a quaisquer movimentos e o limitado efeito do mesmo sobre a competitividade da indústria exportadora, seria desejável que a EPE considerasse cenários de sensibilidade, apresentando projeções alternativas para que o plano de expansão pudesse estar mais próximo à realidade, cujo referencial muitas vezes é distinto dos números oficiais oferecidos pelos órgãos de governo.

Demanda de Energia

De modo geral, nota-se que a demanda projetada se baseia em premissas econômicas já comentadas na seção anterior e que podem levar a estimativas de demanda distorcidas se não estiverem bem calibradas.

Nota-se que a elasticidade-renda do consumo de energia estimada para o decênio está em torno de 0,80, explicada pela redução gradual da intensidade energética, pelos ganhos de eficiência esperados e pela mudança no padrão de consumo de energia. No entanto, a EPE não apresenta detalhes em relação a estas expectativas. Por exemplo, segundo as estimativas apresentadas, o setor industrial será o segmento que mais crescerá no próximo decênio. Contudo, terá redução na participação do consumo de energia em 1 p.p. Consideramos este valor elevado, tendo em vista que a indústria de transformação e extrativa, que terão maiores taxas de crescimento no cenário contemplado no PDE, são intensivas no consumo de energia.

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. Por isso, caso exista alguma margem de segurança adotada na previsão da demanda, pedimos que o PDE explicitasse esse parâmetro.

Na seção dedicada a estimar a demanda de energia há projeções apresentadas para cada setor e tipo de combustível, no entanto, algumas das premissas adotadas nestas estimativas não são apresentadas. Por exemplo, o gás natural teria um aumento de participação de apenas 0,2% na matriz energética brasileira entre 2017 e 2027, enquanto a participação da energia elétrica aumentaria cerca de 1,8%, neste mesmo período.

Tendo em vista que o perfil de geração no Brasil é em grande parte renovável, com forte participação de usinas hidráulicas, consideramos que o gás natural utilizado não

somente como combustível de backup e que está inserido em muitos programas de política energética atualmente em discussão, também estivesse aderente a esta estimativa. No entanto, a minuta do PDE não apresenta maiores detalhes sobre as estimativas apresentadas, que possam justificar o crescimento ou decréscimo do consumo deste combustível de acordo com a evolução esperada para cada setor.

Do mesmo modo, o PDE destaca um aumento da participação dos combustíveis derivados de cana na matriz energética, combustíveis cuja competitividade está fortemente ligada aos preços dos derivados de petróleo, por exemplo gasolina e diesel. Porém, resente-se da ausência de maiores detalhes sobre estas estimativas, uma vez que o PDE não apresenta análise da evolução da elasticidade-preço cruzada da demanda entre esses energéticos substitutos.

As projeções de demanda para o gás natural para os demais segmentos também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade, inclusive em relação a combustíveis substitutos. Mesmo a EPE destacando que o gás natural pode ser substituído diretamente por grande parte dos combustíveis industriais, não apresenta o detalhamento da análise para a projeção da demanda deste combustível e os impactos esperados em decorrência do aumento ou perda da competitividade em relação a seus substitutos. Essa análise é relevante, tendo em vista que o setor industrial é o maior consumidor deste energético e é esperado que continue tendo participação relevante, próxima a 54% no consumo de gás natural.

Em relação ao setor elétrico, que em condições normais é o segundo maior segmento consumidor de gás natural, a EPE estima que haverá uma redução no consumo de gás natural (na ordem de 24%), no primeiro quinquênio, associada a condições hidrológicas mais favoráveis. A retomada do crescimento do consumo por este segmento poderá ser percebida no segundo quinquênio (15% em termos absolutos, em relação ao consumo esperado de 2018) justificada pelo crescimento da economia brasileira.

Parece que a perspectiva de demanda de gás natural para geração termelétrica considerada neste PDE se restringe à análise da geração necessária para atendimento da demanda de 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.

A cada ano mais térmicas desempenham relevante papel na geração de energia elétrica. Nos últimos leilões, foram leiloados cerca de 7 GW de energia térmica, previstos para entrarem em operação entre 2019 e 2024. Considerando que uma parcela desta energia operará de forma inflexível, não parece consistente a projeção da EPE que espera uma redução tão significativa no consumo de gás natural pelo segmento termelétrico.

Ressalta-se que a EPE coloca o gás natural como uma alternativa, dentro de outras possibilidades, como um combustível favorável à geração elétrica adicional. Contudo, não apresenta maiores detalhes, assim como análise ambiental, técnica ou econômico-

financeira para estimar quais combustíveis poderiam ser utilizados para atender a sobredemanda. Como o despacho térmico é impactado por variáveis difíceis de prever, mesmo para um horizonte de análise de curto/médio prazo, seria desejável que a EPE apresentasse cenários de sensibilidade, considerando estas variações.

Para a demanda de energia elétrica, a previsão é de crescimento médio de 3,7% ao ano, impulsionado principalmente pela retomada da produção industrial, que utilizará a capacidade ociosa da indústria brasileira nos primeiros cinco anos do horizonte do PDE e contará com alguma expansão das instalações industriais na segunda parte do decênio.

Não há detalhes sobre como a eficiência energética foi incorporada nesta previsão – até mesmo o capítulo dedicado à questão da eficiência energética deixa de abordar aspectos importantes para a demanda de energia elétrica para a indústria, como, por exemplo, os efeitos da crise econômica sobre as decisões de investimento em eficiência energética. Em períodos de crise, há um grande incentivo para redução dos custos produtivos, o que aumenta a atratividade de medidas para promover a eficiência energética. Assim, é de se esperar que a retomada de níveis produtivos anteriores à crise econômica aconteça com um patamar de consumo inferior ao verificado antes da crise.

Outra premissa que merece ser revista é o comportamento esperado das perdas na rede elétrica. Segundo premissa adotada no PDE 2027, as perdas elétricas se manterão constantes no primeiro quinquênio do horizonte, devido a uma dificuldade de realizar investimento em seu combate.

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.

Geração Centralizada de Energia Elétrica

Este capítulo traz novamente a utilização do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), como utilizado no Plano Decenal de Energia 2026, para sinalizar a expansão ótima do sistema ao menor custo respeitando as restrições de confiabilidade. Este modelo traz maior transparência para o planejamento da expansão da geração de energia e a associação corrobora com a EPE para que a cada ano este método seja aprimorado a fim de representar melhor a operação do sistema.

O PDE 2027 segue em linha com as últimas edições, em priorizar a expansão através de fontes renováveis, que se mostram uma boa alternativa para suprir a demanda de energia e garantir uma matriz energética limpa, porém, trazem a necessidade de

expansão de potência complementar para lidar com a intermitência de sua geração, principalmente as fontes solar e eólica. Uma outra forma de expandir a geração, mantendo a matriz elétrica limpa, se dá pela exploração do grande potencial hídrico do Brasil, que é um fator diferencial para competitividade da nossa indústria. Contribuímos para que o Ministério de Minas e Energia (MME) tenha uma atuação ativa para destravar novos investimentos em usinas hidrelétricas de grande (UHE) e médio porte, de preferência, com reservatório de regularização.

O governo optou nos últimos anos por construir usinas hidrelétricas a fio d'água, não viabilizando qualquer UHE em razão do impacto que os reservatórios poderiam trazer ao meio ambiente. Entendemos que esta premissa não é sustentável, pois é fundamental observar que tal decisão não considera o fato de que a construção de hidrelétricas com reservatórios mínimos – que, conseqüentemente, têm menor potencial de regularização – vem acompanhada da necessidade de despacho cada vez maior de usinas termelétricas, gerando impactos possivelmente maiores ao meio ambiente, dentre outras razões, pela emissão de gases de efeito estufa. Sendo importante considerar também os maiores custos de geração inerente à atual opção.

A ABRACE reforça contribuições passadas para que o Plano Decenal contemple também análises comparativas entre a construção de usinas a fio d'água ou a construção de usinas com barragem, pontuando aspectos positivos e negativos, tanto qualitativos quanto quantitativos, tais como as estimativas dos custos de operação do sistema sob as duas possibilidades ou os níveis de emissão de gases de efeito estufa nos dois cenários. Tais informações poderiam contribuir para que a sociedade decida sobre qual deveria ser a prioridade do país no que se refere à expansão do sistema elétrico brasileiro.

Outro ponto abordado no Plano Decenal refere-se à necessidade de potência a partir de 2023. Porém, sente-se falta da comprovação técnica da real necessidade de potência do sistema, visto que os dados apontados pela EPE para justificativa de contratação de potência se basearam em métricas de energia.

E de acordo com o relatório da consultoria PSR³, tem se observado uma grande sobre oferta de energia no SIN, que aponta sobra de 4,5 GW médios de oferta no sistema em 2019, mesmo com sobra estrutural dos certificados de garantia física de 10,4 GW médios. Ao considerar a demanda projetada, em 2022 esse excesso passa para 2,9 GW. Essa conjuntura é decorrente da atual forma de contratação de energia, que não apresenta vínculo fiscalizável com a contratação de potência. Em consequência, além de não atender à curva de demanda, cria-se um grande excedente de energia.

Como exposto no Plano, não existe um mecanismo de contratação específica para potência e estes precisam ser desenvolvidos para que um Leilão específico possa

³ PSR. Energy Report - Coisas inevitáveis na vida: a morte, impostos... e térmicas a gás na base? Junho de 2018 – edição 138.

ocorrer e suprir, caso necessário e comprovado, essa falta de potência firme no sistema. Já que os leilões atuais não capturam o benefício gerado por fontes que suprem potência, mesmo que produzindo pouca energia. A partir da constatação da falta de potência, o direcionamento do produto a ser contratado poderia ser realizado com especificidades de atendimento, a citar, o tempo de resposta, por exemplo, ou outras opções que abram margem para o mercado apontar soluções alternativas, com tecnologias possivelmente não consideradas pelo governo.

Ao analisar pela ótica dos consumidores de potência, sugere-se pela possibilidade de qualquer agente do sistema contratá-la e/ou fornece-la, como por exemplo por meio de programas de reação a demanda, de modo a induzir a participação ativa de todos agentes. Tal medida insere a possibilidade de consumidores livres também participarem da expansão da capacidade do sistema, de modo a efetivar uma alocação mais eficiente de custos.

Transmissão de Energia Elétrica

Diante da previsão de crescimento da geração, principalmente por fontes alternativas, a EPE determinou reforços e expansão da malha de transmissão em regiões consideradas de elevado potencial de aumento da geração. Segundo a própria Empresa, tal indicativo foi um artifício tomado para minimização de arrependimento, de modo a antecipar a expansão da malha para acomodação de diferentes estratégias de implantação de fontes de geração contratadas nos leilões de energia.

Para mapear as regiões consideradas de grande potencial de expansão da geração, foram usados os empreendimentos habilitados em leilões já realizados. Sobre esta metodologia, alerta-se que em um cenário esperado de profundas mudanças regulatórias, como o momento em que se encontra o setor elétrico brasileiro, usar o passado para projetar o futuro pode não ser o melhor caminho.

Para citar apenas um exemplo, os preços horários, previstos para vigorar a partir de 2020, têm potencial para alterar sensivelmente as expectativas de receita de empreendimentos de geração – desse modo, é razoável que os empreendedores reavaliem quais projetos apresentarão nos próximos leilões, e eventualmente alguns dos projetos considerados viáveis no passado deixarão de sê-lo. Da mesma forma, diversas alterações discutidas no âmbito da Consulta Pública 33/2017 podem alterar as decisões de investimento futuro na geração. Assim, torna-se necessário discutir como incorporar esses fatores de incerteza no planejamento da transmissão.

Entretanto, torna-se preocupante a conduta de assimilar diversas estratégias para a definição da expansão da malha de transmissão, visto que o investimento requerido para eventuais medidas de reforço ou expansão desses ativos implica impacto considerável aos agentes do setor. Desse modo, o PDE, documento indicativo da perspectiva de expansão futura do setor de energia, poderia assumir direcionamento

mais claro acerca do plano de expansão da malha, diversamente à decisão de adotar várias estratégias, visando a eficiência da alocação de custos.

Em adição a esse ponto, cabe destacar que no planejamento foi usado a atual metodologia de definição de tarifas de transmissão, que traz um sinal locacional fraco. Se a metodologia for aperfeiçoada⁴, as decisões de expansão da geração podem ser diferentes dos cenários atualmente vislumbrados. A tomada de uma tarifa que incentive a eficiência na alocação das futuras unidades geradoras poderia extinguir a dificuldade de previsão da localização dos empreendimentos de geração e torná-la mais congruente com as perspectivas de investimento.

Ainda em referência aos desafios da transmissão, conforme apontados pela EPE, o envelhecimento do sistema de transmissão foi considerado como uma das principais dificuldades a serem enfrentadas nos próximos anos. Entretanto, não foi possível identificar o montante previsto pela Empresa para mitigação da problemática apresentada. Diante da falta de dados que sustente essa indicação, torna-se preocupante a forma como será direcionado o reforço ou troca de linhas de transmissão. Deve-se ressaltar que, mediante comprovação da real necessidade, os investimentos devem ser realizados com eficiência e prudência.

No tocante à interligação de Manaus - Boa Vista, a previsão de entrada de operação do linhão, considerada somente em 2027, representa outro fator preocupante. Apesar da demonstração de preocupação pelo Ministério, ao trazer medidas alternativas para o suprimento do mercado consumidor de Boa Vista, a interligação deste estado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) deve ser tratada como medida prioritária em detrimento à tomada de medidas paliativas. Em termos de custos, o atendimento à carga de Boa Vista, somente para os meses entre outubro e dezembro, implicou em custo adicional de R\$ 400 milhões no orçamento de 2018 da Conta de Desenvolvimento Energético, que poderia ter sido evitado com a construção de uma linha para solução definitiva do abastecimento de Boa Vista.

Produção de Petróleo e Gás Natural

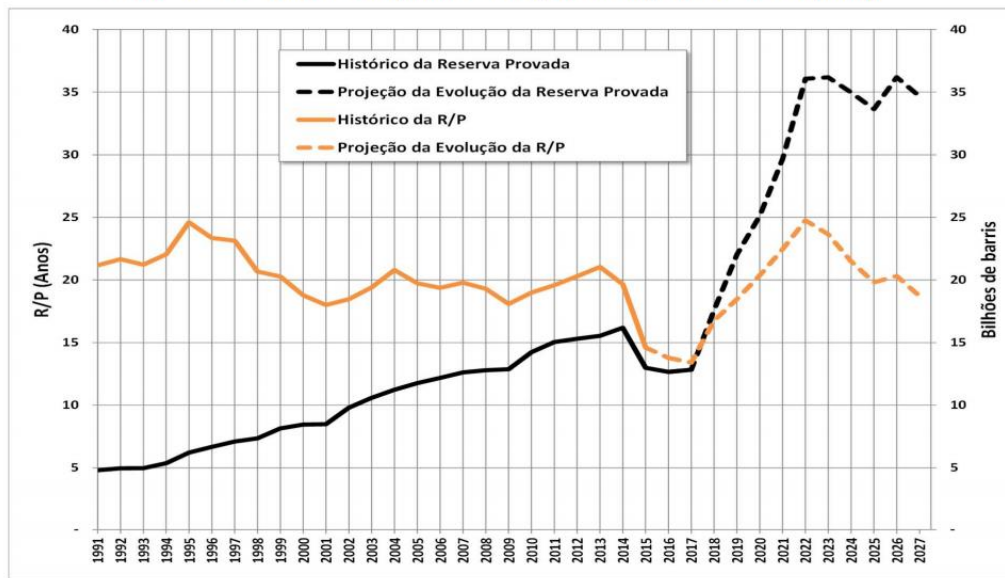
O Capítulo 5 trata das perspectivas de produção de petróleo e gás natural para o próximo decênio. O PDE é um documento que define o planejamento energético e orienta as expectativas de investimentos no setor. Como a evolução dos indicadores da indústria de petróleo e gás natural envolve incertezas, é importante que o documento também contemple cenários de análises que destaquem os riscos envolvidos e possíveis mudanças na conjuntura econômica e geopolítica, que afetarão as condições de oferta e demanda e o nível dos preços. Em que pese a EPE ter informado a curva de produção, bruta e líquida, para o petróleo e gás natural, ressurte-se de análises de sensibilidade, especialmente num cenário global de transição energética, onde espera-se maior

⁴ Há discussões para intensificar o sinal locacional na transmissão, tais como a Consulta Pública nº 04/2018, realizada pela Aneel entre junho e julho deste ano.

relevância do gás natural em detrimento do petróleo. É importante considerar que a indicação de cenários de preços serve como um importante parâmetro para a projeção da produção nacional de petróleo (e de gás natural, sendo a maior parte deste associado).

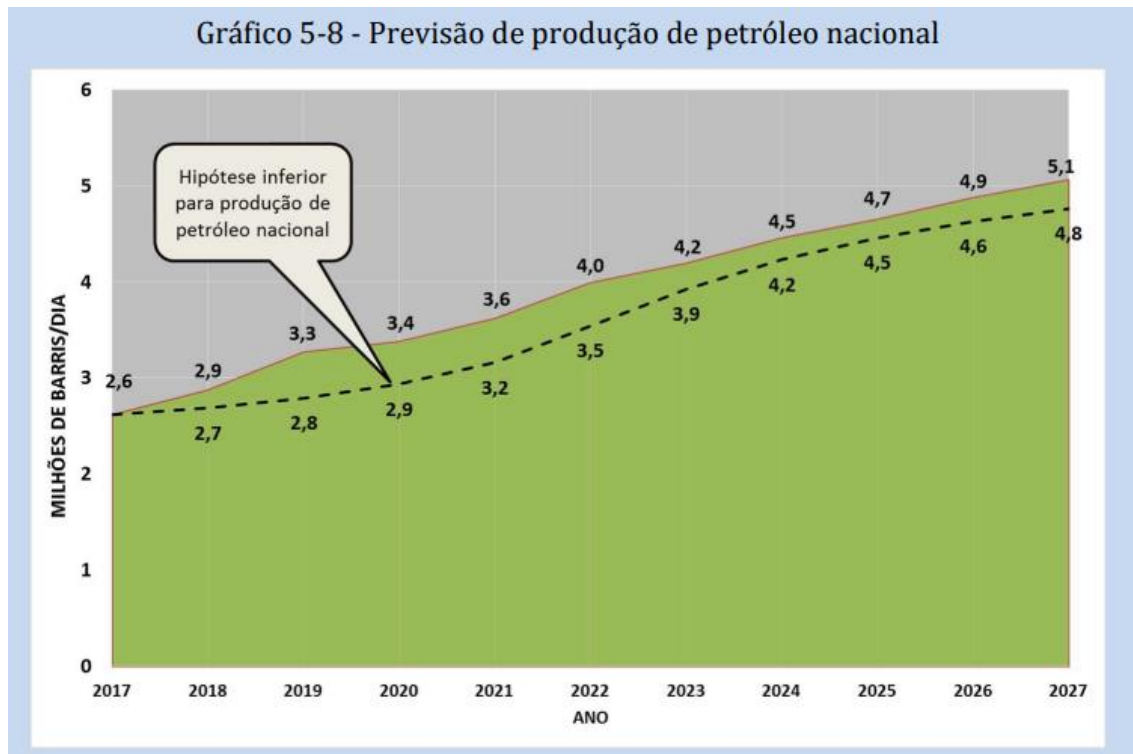
No gráfico 5-9 é exposto a sensibilidade da reserva de petróleo x preço. Verifica-se que nos anos de 2015 a 2017, quando o preço do barril tipo Brent estava abaixo de US\$ 50, houve uma notória redução das reservas. Desta forma, a Abrace entende que a projeção de reserva e produção de óleo deve estar atrelada a cenários de preço do petróleo. Desta forma, sendo a maior parte do gás natural associado, pode-se também projetar produção deste insumo em diferentes cenários de preço do óleo.

Gráfico 5-9 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fonte: Minuta PDE 2027

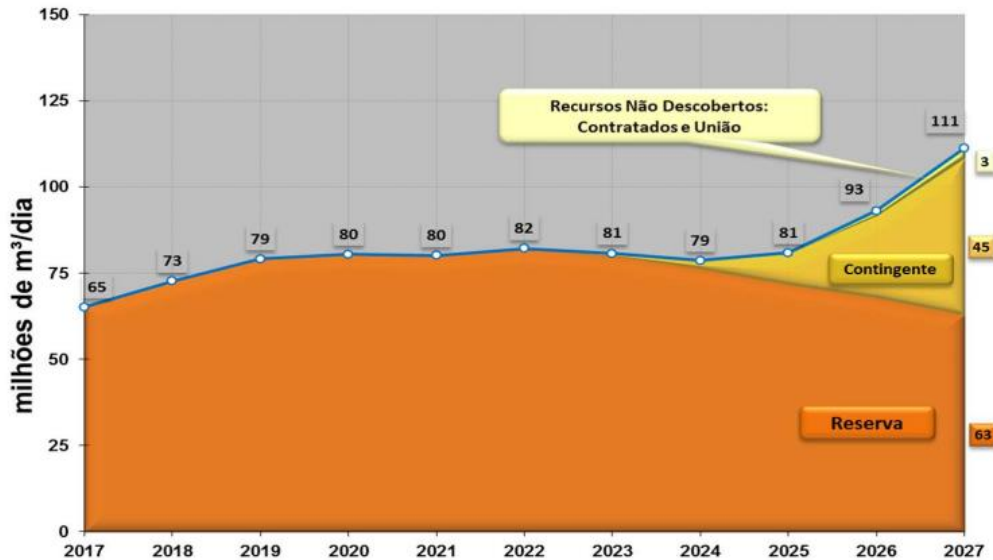
No cenário base projetado na minuta do PDE 2027 percebe-se uma projeção de óleo e gás bastante otimista, justificada pela significativa contribuição das reservas da cessão onerosa e do Pré-sal. Questiona-se a premissa utilizada em que os volumes recuperáveis foram igualados às reservas 3P. Abrace sugere a adoção do cenário base conforme projeção inferior do gráfico 5-8. Entendemos este cenário mais realista, especialmente visto que a produção exposta não estar vinculada ao preço do barril, que deve sofrer pressão pela transição energética em curso vários países: EUA, Europa e China.



Fonte: Minuta PDE 2027

Independente da curva de produção de petróleo utilizada, as primeiras análises indicam que, apesar da curva de óleo apresentada indicar uma elevação considerável no período de análise, a projeção de produção líquida de gás natural divulgada não acompanha o mesmo ritmo de crescimento. Ao contrário, o gráfico 5-3 demonstra uma produção líquida estacionária entre 2019-2025. As estimativas para perdas, queimas e, sobretudo, reinjeção mantêm-se elevadas no horizonte de análise, mantendo-se acima de 40% do volume total produzido. E, a partir de 2023, mais da metade do gás natural produzido não se traduzirá em oferta ao mercado. Considerando que a produção brasileira cada vez mais será relevante ao abastecimento do mercado nacional – dada a esperada redução das importações bolivianas e o uso dos terminais de GNL para suprir a flexibilidade da demanda térmica, a Abrace sugere, que maiores detalhes e justificativas técnicas sejam contempladas neste PDE para explicar o aumento da reinjeção de gás natural. Do mesmo modo seria desejável que a EPE também informasse quais medidas seriam necessárias para melhorar o aproveitamento do gás natural, incluindo a monetização de reservas onshore, para que a oferta ao mercado possa ser potencializada.

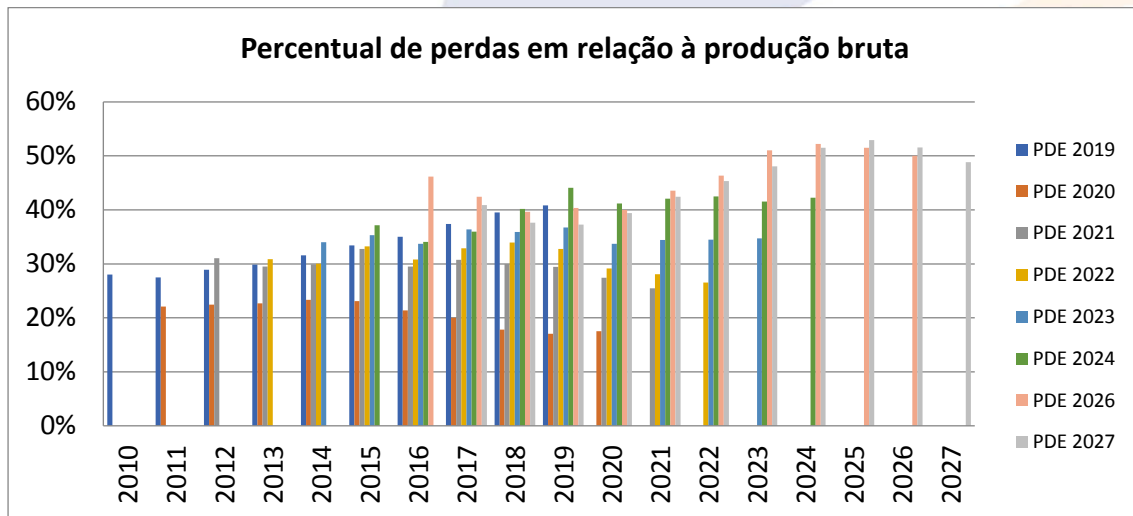
Gráfico 5-3 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional



Fonte: Minuta PDE 2027

O gráfico abaixo ilustra o percentual de “perdas” projetado nos últimos PDEs. Para o cálculo, foram considerados como perdas: perdas efetivas, queima, reinjeção e consumo próprio. Do gráfico infere-se que a previsão de perdas pela EPE vem aumentando a cada PDE. Conforme já exposto, sugere-se incluir o embasamento técnico para projeção deste acréscimo. Além disso, a EPE, como planejador energético, poderia expor alternativas para ofertar ao mercado este gás natural que está sendo majoritariamente reinjetado.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da previsão de perdas, queima, reinjeção e consumo próprio bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024, 2026 e minuta do PDE 2027.

No capítulo seguinte, em que se projeta a oferta de gás natural, é exposto a relação do gás reinjetado e a necessidade de novos terminais de GNL.

Por fim, verificou-se que, de forma geral, o detalhamento das informações disponibilizadas sobre produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre produção de onshore, a segmentação geográfica da produção e a faixa de incertezas. Entendemos que a produção onshore de gás natural pode iniciar um novo ciclo virtuoso, considerando as iniciativas REATE e Oferta Permanente realizadas pela ANP neste ano. A ABRACE que a EPE inclua em seus estudos possíveis impactos dessas iniciativas.

Oferta de Gás Natural

O PDE 2027 traz uma breve análise da trajetória futura dos preços do gás natural para o mercado nacional. Segundo a EPE, apesar das discussões de aprimoramento do marco regulatório do setor, apoiado pela iniciativa do governo – Gás para Crescer, os energéticos substitutos assim como as condições de negociação do GNL no mercado internacional ainda exercerão forte influência na dinâmica dos preços do gás comercializado no mercado brasileiro.

Assim, as estimativas contempladas no PDE levam em consideração uma faixa de preços para o gás natural com base na precificação do gás produzido nacionalmente; das contratações internacionais de GNL, tanto negociados no mercado *spot* como a termo (contratos de longo prazo); e do óleo combustível, considerado o energético substituto direto do gás natural.

O gráfico 7-1 traz projeções de preços do gás natural, mas não explicita a origem dos dados ou metodologia utilizada para projeção, especialmente do GNL a termo. A diferença de preço do GNL a termo x preço de disponibilização denota um custo de oportunidade que dificilmente não seria aproveitada por agentes. Mesmo sendo necessário construir infraestrutura de regasificação. Desta forma, a Abrace sugere incluir no PDE a metodologia para cálculo do preço do GNL a termo.

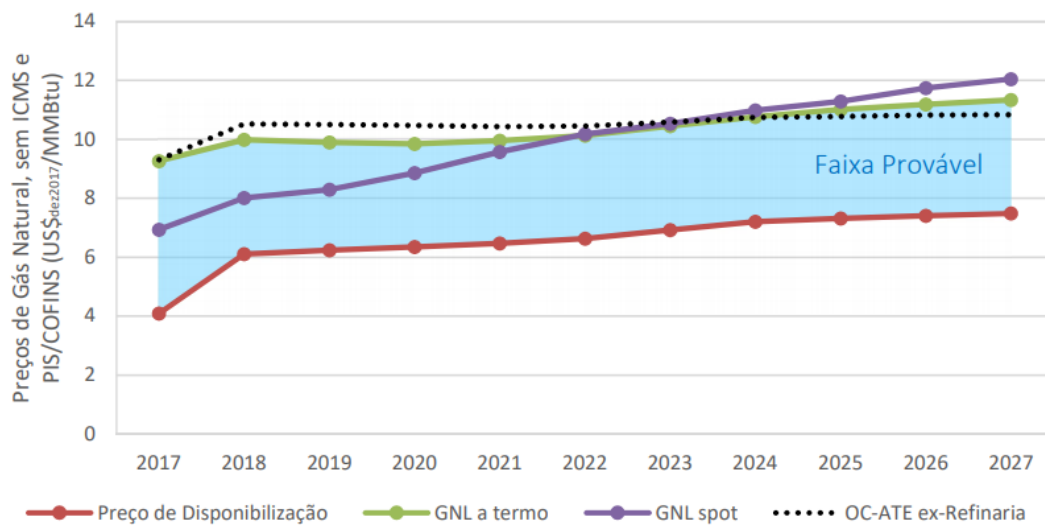
Entendemos, então que a evolução dos preços de GNL estimada pela EPE, em comparação com dados divulgados por instituições internacionais, parece estar superestimada. Por exemplo, segundo informações da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – autoridade regulatória dos Estados Unidos – em junho de 2017, por um cálculo *netback*, o preço do GNL internalizado no terminal do Rio de Janeiro estaria próximo de US\$ 5/MMBtu⁵. O preço estimado pela EPE, contrato a termo, gira

⁵ Prices are the monthly average of the weekly landed prices for the listed month. Segundo o departamento de energia norte-americano (DOE): “prices for LNG imports are reported as ‘landed’, received at the terminal, or ‘tailgate’, after regasification at the terminal. Generally the reporting of LNG import prices varies by point of entry, and the average prices are calculated from a combination of both types of prices”.

em torno de US\$ 9/MMBtu no curto-prazo. Assim, seria desejável que a EPE disponibilizasse maiores informações sobre a base de dados e as premissas que foram utilizadas nesta análise.

Ainda, a comparação com óleo combustível ex-Refinaria não representa a efetiva competição entre os dois energéticos. O processo decisório dos consumidores por qual energético utilizar engloba, principalmente, o custo final do insumo. Considerando os diferentes custos logísticos de cada um, a precificação da “molécula” é influenciada pelo preço final dos concorrentes.

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



Fonte: Minuta PDE 2027

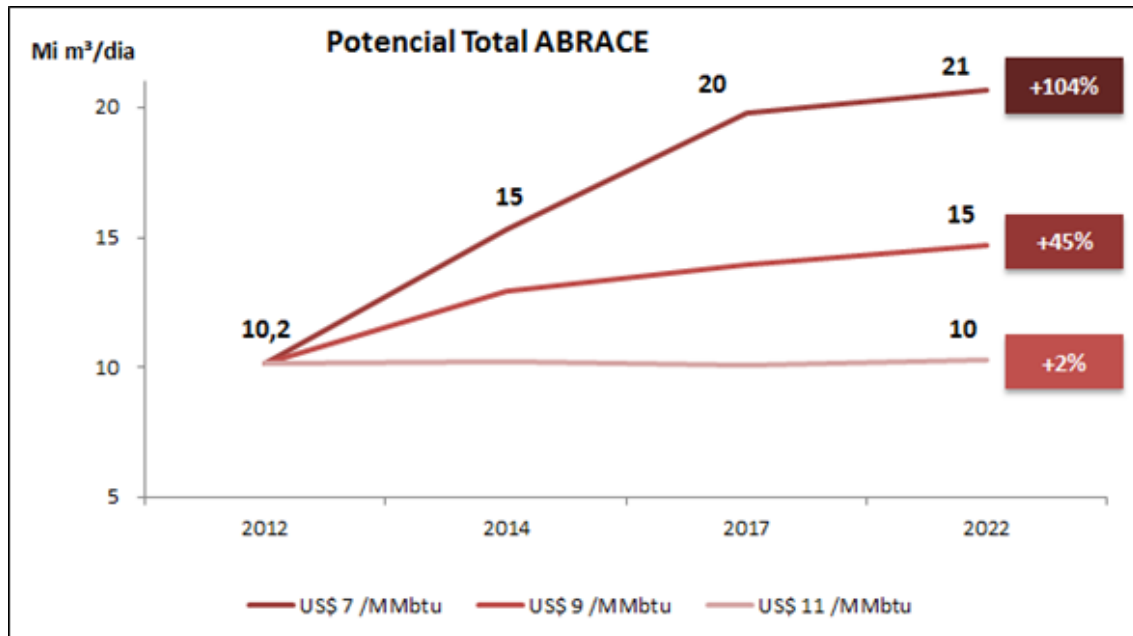
No Brasil os segmentos não-térmicos estão inseridos em uma dinâmica distinta do mercado global de GNL, uma vez que são abastecidos pela produção doméstica e pelas importações da Bolívia. Em ambas as fontes, os contratos de fornecimento estão indexados a uma cesta de óleos combustíveis internacionais, que por sua vez, possui forte correlação com a evolução dos preços do petróleo. Portanto, não sofrem influência direta dos preços spot de GNL e, pelo menos no curto/médio prazo, não se vislumbra mudanças neste sentido.

Também não ficou claro se a EPE ainda considera a metodologia atual, indexada no preço do petróleo, para todo o horizonte de análise ou se há alguma análise para competição gás-gás, tendo em vista a esperada diversificação da oferta com a redução da participação da Petrobras no mercado de gás, conforme sinalização da própria empresa e das discussões entre os agentes no âmbito do Gás para Crescer.

Também é desejável que a EPE disponibilize análises de sensibilidade da demanda por gás natural em relação ao preço final estimado. Esse ponto é muito sensível, principalmente para a demanda industrial, e tem impactos em todas as etapas da cadeia da Indústria de Gás Natural do país. Para exemplificar a importância desta informação,

a Abrace realizou uma pesquisa junto a alguns de seus associados e constatou uma relação muito forte entre preço e demanda, como demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico: Potencial total de crescimento da demanda de dez grandes consumidores industriais (em milhões de m³/dia)

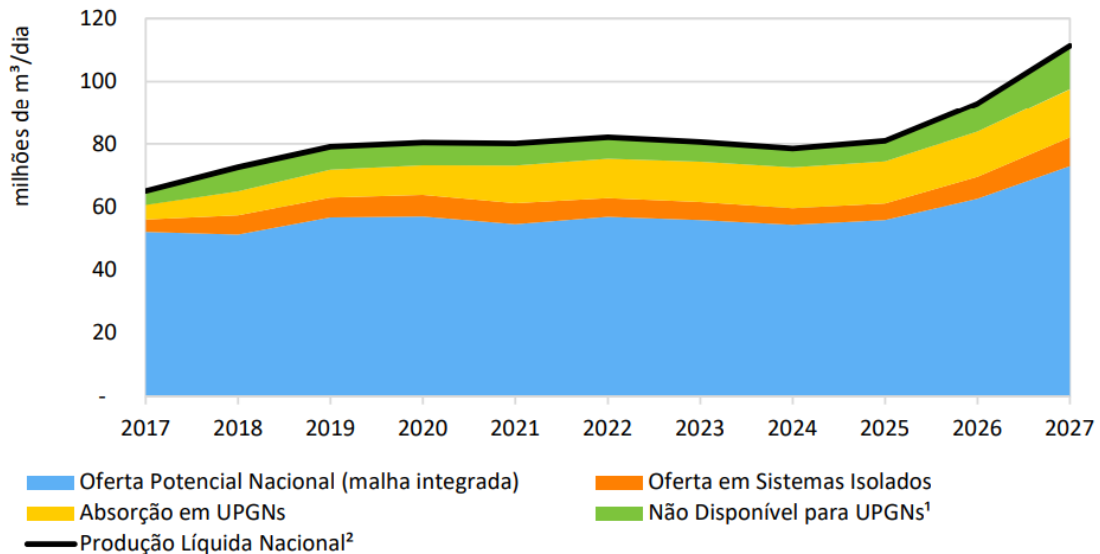


Fonte: ABRACE

Como relata a EPE, desde o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 – está sendo utilizada uma nova metodologia para cálculo da oferta de gás natural, que diferentemente da anterior, a qual considera o perfil histórico de processamento, leva em consideração as características e composição do gás a ser processado assim como as tecnologias que serão utilizadas nas UPGNs. No entanto, embora tenha sido publicada uma nota técnica específica para ilustrar esta metodologia, ressenete-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.

Como exemplo, o gráfico 7-2 ratifica a necessidade de maior detalhamento das projeções realizadas. Causa estranheza o montante alocado em “Absorção em UPGNs”, que poderia chegar no período a valores superiores a 10 milhões m³/dia. Não está claro como este valor foi calculado ou porque está vinculado a uma oferta potencial de gás natural.

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.

Fonte: Minuta PDE 2027

Ademais, como mencionado anteriormente, a produção e a oferta de petróleo e de gás natural apresentam incertezas, tanto relativas ao mercado interno como ao mercado externo e, por isso, seria desejável que fossem apresentados também cenários de sensibilidade que levem em consideração os efeitos que podem afetar a curva de oferta no horizonte de análise. Do mesmo modo, 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.

Com relação à oferta de gás natural importado da Bolívia, consideramos a projeção da EPE otimista. De acordo com os dados disponibilizados no site da TBG, o carregador vem programando volumes superiores a 30 milhões m³/dias, mas dificilmente a YPF disponibiliza volume superior a 24 milhões m³/dia. Desta forma, sugerimos já reduzir a oferta de gás importado da Bolívia para 25 milhões m³/dia.

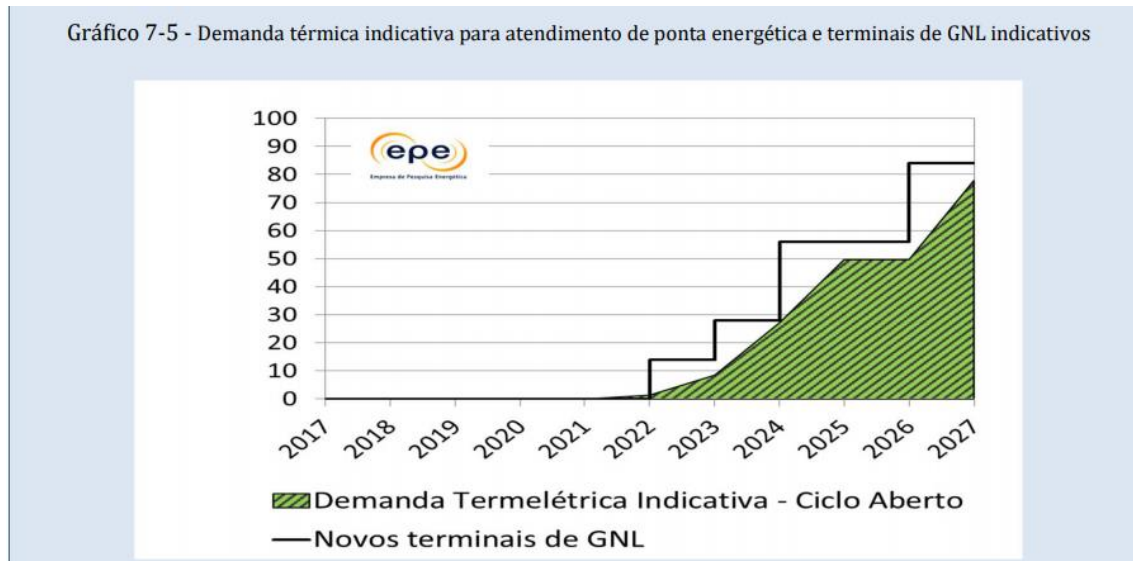
Balanco de Gás Natural da Malha Integrada

Quando avaliado o balanço de gás natural na malha integrada foi incorporado na projeção volumes que serão injetados no sistema de transporte pela UPGN do Comperj. Mas o PDE não inclui a análise das possíveis implicações da interligação de pontos de oferta e consumo dos novos terminais de GNL que estão sendo construídos: de Barra dos Coqueiros/SE e do Porto do Açú/RJ.

Os três novos pontos de injeção de gás dependem de pequenos trechos de gasodutos de transporte e todos sofrem com a legislação atual para construção de novos gasodutos.

Desta forma, não enxergamos motivos para considerar os terminais de Barra de Coqueiros e do Porto do Açú como sistemas isolados. Sugere-se, desta forma, incorporar ao balanço os novos terminais de GNL, bem como as térmicas a eles acopladas.

Neste capítulo, ainda é exposto como alternativa elétrica, a contratação de térmicas de ciclo aberto para atendimento à ponta. Conforme gráfico 7-5, a solução de suprimento de gás seria instalação de seis novos terminais de GNL, desconectados do sistema.



Fonte: Minuta PDE 2027

Entendemos que os sistemas de gás e energia elétrica devem caminhar para harmonização, buscando a integração entre os mesmos. Projetos de GNL desconectados do sistema de transporte, construídos unicamente para atendimento de térmicas não se mostra, previamente, como a solução de melhor custo global para o sistema.

Do ponto de vista de planejamento energético, sugerimos à EPE a integração da cadeia do gás natural e de energia elétrica. Para isto, pode ser considerado no PDE:

- Políticas que reduzam a reinjeção de gás natural com objetivo inclusive de atendimento à demanda termelétrica;
- A maior oferta de gás nacional para o fim termelétrico pode ser equilibrada utilizando infraestruturas de armazenamento de gás natural. Deste modo, a volatilidade requerida pelo sistema elétrico poderia ser atendida sem necessidade de novos terminais de GNL;
- Inclusão dos terminais previstos de GNL à malha de transporte para atendimento não somente às térmicas a eles acopladas, mas outras que podem ser construídas para atendimento à ponta elétrica. Estes terminais podem, inclusive, prestar serviços de armazenamento de gás no estado liquefeito.

Por fim, embora tenha sido apresentado, em um capítulo específico, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas para a malha integrada de transporte, não foram apresentados maiores detalhes sobre este tópico. Hoje, a capacidade de transporte, em base firme, está totalmente contratada pelo carregador incumbente e 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.