

**CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA
REFERENTE AO
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2029**

Novembro de 2019

Premissas Gerais

As projeções para o crescimento econômico tanto internacional como nacional foram ajustadas pela EPE neste Plano Decenal de Energia. Percebe-se que para a projeção do crescimento econômico internacional a EPE utilizou projeções do Fundo Monetário Internacional, apontando para um crescimento médio de 3,6% a.a no primeiro quinquênio. No entanto, ressentem-se de maiores detalhes em relação às premissas utilizadas para projetar o crescimento estimado para o segundo quinquênio deste horizonte decenal.

Para o crescimento da economia brasileira, percebe-se ainda um certo otimismo por parte da EPE em relação às expectativas do Banco Central do Brasil. Enquanto a EPE estima um crescimento médio do PIB de 2,8% a.a entre 2020-24, o Banco Central¹ projeta um crescimento médio anual de 2,5% neste mesmo período. As projeções do FMI são ainda mais conservadoras, próximas a 2,4% a.a². Esta diferença pode trazer impactos relevantes às estimativas energéticas consideradas e, portanto, merecem ser melhor detalhadas para que os agentes do setor tenham a percepção das variáveis que serão consideradas pelo governo como subsídio à elaboração das Políticas Energéticas para o período em questão.

Existe uma grande incerteza ao analisar projeções econômicas e seus impactos. Mas a elaboração de cenários é significativamente relevante para conferir sensibilidade aos resultados esperados no setor de energia. Tanto é assim, que departamentos internacionais responsáveis pela elaboração de estudos de perspectivas setoriais e energéticas, como a Agência Internacional de Energia e a Agência norte-americana (*Energy Information Administration*) elaboram estudos com perspectivas otimistas e pessimistas, além do cenário de referência, para sinalizar os possíveis efeitos, caso os resultados sejam mais conservadores ou atinjam resultados melhores do que o esperado.

No caso do Brasil, a política energética vem passando por importantes reformas como a Modernização do Setor Elétrico – impulsionada pelas discussões resultantes da Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de reorganizar a regulação do setor elétrico – e o Programa Novo Mercado de Gás, que prevê não somente uma reforma robusta do regramento legal deste setor, mas também melhorias tributárias e de integração com o setor elétrico com resultados esperados para o curto prazo.

Assim, em que pese a EPE ter apresentado no Box 1-1 as condições para um crescimento econômico mais otimista, caso estas reformas se tornem realidade, não detalhou as premissas consideradas e a análise, apontando qual impacto das reformas

¹ Sistema de Expectativa de Mercado. Séries de Estatística Consolidadas. Link de acesso: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/?wicket:interface=:1:::>

² World Economic Outlook. Gross Domestic Product (GDP). Real GDP Growth. April 2018. Link de acesso: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEQ/OEMDC/ADVEC/WEOWOR/LD/CHN/BRA

nos preços de energia e gás natural potencializariam ou resultariam na evolução do PIB apontado. Também não ficou claro, o porquê de no prazo mais longo, 2025-29, haveria um crescimento menor do PIB em 0,2p.p, tendo em vista que a reforma setorial, além de ter elevado potencial para conferir maior atratividade a investimentos e a novos negócios, também sugere maior segurança jurídico/regulatória para a retomada da demanda por energia, sobretudo de gás natural.

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.

Por fim, o Cenário Setorial deste PDE também indica, como no PDE anterior, um crescimento do setor industrial superior ao PIB Nacional. Estima-se que a indústria, em geral, crescerá em média 3,1% a.a, três pontos percentuais acima da expectativa de crescimento do PIB pela EPE. Para os setores agropecuário e de serviço o crescimento esperado é de, em média, 2,9% a.a.

Especificamente em relação ao crescimento da atividade industrial há grande relevância da indústria extrativista que crescerá em média 4% a.a. Neste contexto, tanto o setor 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. Também se resente da ausência de projeção cambial e análise para identificar eventuais gargalos na infraestrutura que possam prejudicar o elevado crescimento esperado.

Para a indústria de transformação, que representa a parcela mais relevante da produção industrial, espera-se um crescimento de 3% a.a no horizonte do PDE. Destaca-se que muitos produtos desta indústria são bens intermediários e, portanto, afeta a produção de outros segmentos industriais. Segundo a EPE, no primeiro decênio a expansão da atividade produtiva poderia ser relativamente rápida, em decorrência da elevada capacidade ociosa existente, apresentando em todo o horizonte decenal um crescimento potencial de 3% a.a.

Neste sentido, como a expectativa de crescimento do PIB industrial é sensivelmente influenciada pelas estimativas cambiais, seria desejável que a EPE apresentasse projeção de cambio para robustecer as projeções contempladas no PDE. Por exemplo, a projeção cambial do Banco Central do Brasil aponta para a manutenção de uma taxa cambial desvalorizada com valores médios de 4,00 R\$/US\$, o que denota o risco de as projeções contempladas não se realizarem.

Ademais, dada a sensibilidade do câmbio a quaisquer movimentos e o limitado efeito do mesmo sobre a competitividade da indústria, seria desejável que a EPE considerasse

cenários de sensibilidade, apresentando projeções alternativas para que o plano de decenal pudesse estar mais coerente com os indicadores econômicos. Dessa maneira, estar-se-á apresentando um planejamento energético mais robusto e próximo à realidade assistida por diferentes agentes, cujo referencial muitas vezes é distinto dos números oficiais oferecidos pelos órgãos de governo.

Demanda de Energia

O cenário econômico de referência deste PDE considera a elasticidade-renda do consumo de energia em 0,85 para o decênio, explicada pela redução gradual da intensidade energética e pelos ganhos de eficiência esperados, além da mudança esperada no padrão de consumo de energia. No entanto, a EPE não apresenta detalhes em relação a estas expectativas.

Por exemplo, segundo as estimativas apresentadas, espera-se uma retomada da produção industrial, sendo este segmento o que mais crescerá no próximo decênio. Contudo, a EPE considera que o consumo de energia pelo setor industrial permanecerá estável em todo o horizonte decenal. Sem apresentar uma análise de eficiência energética discriminada por setor, que pudesse justificar esta estimativa. Deste modo, 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, seria desejável que a EPE detalhasse melhor as premissas utilizadas, que apontam para esta conclusão.

Ademais, 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, também pedimos que o PDE explicito 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 foram apresentadas. Por exemplo, espera-se uma redução da participação dos derivados de petróleo no horizonte decenal, mas o PDE não traz análises de sensibilidade dos preços dos energéticos que demonstre a possibilidade de substituição destas fontes por outras fontes alternativas. A análise de substituição entre energéticos é importante para orientar os agentes do setor em relação à política energética a ser aplicada nos próximos dez anos, tendo em vistas os preços e custos estimados das fontes de energia analisadas.

Seria desejável, portanto, que o PDE apresentasse cenários de preços do petróleo para explicar e melhor detalhar a análise de demanda por cada produto derivado, assim como

análise de evolução da elasticidade-preço cruzada da demanda entre energéticos substitutos.

Por exemplo, em relação ao óleo combustível, espera-se uma pequena redução de sua participação entre os demais subprodutos do petróleo. Mas não houve detalhamento por parte da EPE, se haverá substituição desta parcela que foi reduzida por outra fonte energética e qual fonte seria mais competitiva para esta substituição. Em que pese a EPE apresentar a contribuição de cada fonte na oferta de derivados do petróleo, não apresentou a estimativa de volume a ser demandado.

Também para a nafta, o PDE considera uma leve redução de sua participação e aponta que sua destinação será exclusiva para atender à demanda petroquímica. Também destaca que não haverá, no próximo decênio, a construção de novas unidades, reafirmando que o possível incremento da demanda seria absorvido pelas plantas já existentes. Não houve qualquer análise de sensibilidade por parte da EPE comparando o consumo deste energético com outros potenciais substitutos, por exemplo, o gás natural.

Para o gás natural, por sua vez, considerou-se um aumento de sua participação na matriz energética na ordem de 4%, enquanto a participação da energia elétrica aumentaria cerca de 13%, 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 será utilizado não somente como combustível de *backup*, mas tomará um dinamismo maior e será inserido em muitos programas de política energética atualmente em discussão. Assim, a minuta de PDE proposta deve apresentar com maiores detalhes a evolução da participação do gás na geração de energia elétrica, para justificar a demanda esperada do consumo deste combustível de acordo com a evolução esperada para este setor.

As projeções de demanda para o gás natural para os demais segmentos também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade. Mesmo a EPE destacando que o gás natural tem grande potencial de substituição, não apresentou análise de competitividade do preço em relação aos potenciais combustíveis substitutos. Apenas destacou que a evolução da demanda de segmentos não-térmicos, cresceria em torno de 16% em todo o horizonte decenal.

O baixo crescimento relativo seria justificado pelas baixas expectativas de aumento da demanda pelo segmento industrial. A EPE justificou, em termos gerais, que no horizonte de estudo não haverá ganho de competitividade do gás natural para uso industrial, que motivasse a viabilização de novos empreendimentos gás intensivos. No entanto, percebe-se que para o setor de matéria prima há estimativa de um crescimento

brusco, na ordem de 37%, motivado pela construção de uma nova unidade, a UFN III em Mato Grosso do Sul.

Tendo em vista que o segmento de matéria prima é muito sensível a preço, pois utiliza o gás como insumo à produção, e sofre forte concorrência internacional, não ficou claro qual preço foi utilizado pela EPE que viabilizou o investimento esperado e, por consequência, um aumento tão relevante do consumo. Assim, seria importante que a EPE apresentasse a curva de preços considerada neste estudo e detalhasse melhor a projeção de demanda apresentada para que o mercado possa entender melhor as perspectivas deste PDE e possa identificar eventuais incoerências apresentadas.

Foi muito positivo a apresentação pela EPE do cenário de maior competitividade do preço do gás natural que poderia surgir com as melhorias regulatórias e estruturais, com base nas diretrizes do Programa do Governo Federal: Novo Mercado de Gás. No entanto, seria importante que a EPE detalhasse melhor as premissas utilizadas para estimar o preço de US\$ 7/MMBtu utilizado como referência à oferta competitiva. Sabemos que foram divulgados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Setor de Gás Natural (CMGN), do qual a EPE faz parte, o primeiro relatório trimestral e a agenda regulatória para a implementação das medidas propostas. Assim, com base nesta expectativa, acreditamos que já seria possível que a EPE elaborasse um cenário de transição de competitividade do preço ao longo do horizonte decenal apresentado.

Ademais, o PDE traz informações relativas à entrada de novas plantas industriais, considerando o preço alvo competitivo de US\$ 7/MMBtu, o que representaria um aumento do consumo em 17 MMm³/dia em relação ao estimado no cenário de referência. Seria importante que a EPE detalhasse se o preço considerado já inclui o segmento de transporte e a margem de distribuição, portanto uma estimativa de tarifa final ao consumidor, e também considerasse cenários de competitividade que pudesse sensibilizar a entrada de projetos, de acordo com a redução dos preços e o avanço gradual do mercado.

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 -14% – no primeiro quinquênio, associada a condições hidrológicas mais favoráveis. A retomada do crescimento do consumo por este segmento poderá ser percebida no segundo quinquênio, 7% em termos absolutos, em relação ao consumo esperado de 2019.

A perspectiva de demanda de gás natural para geração termelétrica considerada neste PDE é determinada para atendimento da demanda de ponta, para repor as termelétricas com final de contrato ou com necessidade de modernização ao longo do período de operação (aquelas movidas a óleo diesel e óleo combustível, além das contratadas através do PPT) e espera-se ainda uma demanda maior de geração na base de térmicas

nos próximos anos, principalmente na regularização do sistema, para fazer frente à entrada cada vez maior de fontes de geração intermitentes, mesmo contando com outras alternativas, por exemplo reposta da demanda, que se mostra uma ótima alternativa com um menor custo para suprir o atributo potência. Assim, a geração térmica adiciona segurança operativa e garante a modernização do parque instalado.

A cada ano mais térmicas desempenham relevante papel na geração de energia elétrica. Nos últimos leilões A-6 de Energia Nova (2018 e 2019), foram leiloados cerca de 1GW de energia térmica, previstos para entrarem em operação entre 2024 e 2025. 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 no primeiro quinquênio deste PDE pelo segmento termelétrico.

A EPE aponta que o consumo de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos, sendo o condicionador de ar o principal responsável pelo incremento do consumo de eletricidade pelas famílias, devido ao aumento da renda e a maior propensão por ambientes climatizados. Porém no capítulo 9 do mesmo, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender por 17% do consumo de eletricidade até 2029. A Abrace acredita que seja importante destacar esse fato já no capítulo de demanda de energia e se atentar ao fato de que a geração distribuída solar fotovoltaica pode impactar diretamente nesse consumo, já que seus picos de geração coincidem com os de demanda de ar condicionado.

Outra premissa que merece ser revisada é a trajetória de perdas na rede elétrica. Segundo premissa adotada no PDE 2029, o combate de perdas será baixo no primeiro quinquênio refletindo em pouca redução neste indicador. Justificado pela dificuldade de realizar investimento para sua redução devido à retomada gradual da economia.

Considerando que a regulação setorial é desenhada para que as concessionárias de distribuição invistam no combate às perdas e que distribuidoras onde perdas verificadas estavam muito acima das perdas regulatórias foram privatizadas nos últimos anos, seria coerente prever redução de perdas ao longo de todo o horizonte decenal.

Geração Centralizada de Energia Elétrica

A expansão da geração centralizada está baseada na priorização das fontes renováveis de energia, que se mostram uma boa alternativa para suprir a demanda de energia e garantir uma matriz energética limpa, porém, é necessário também ponderar a externalidade que estas fontes causam que, no caso, é a necessidade de expansão de

potência ou flexibilidade complementar para lidar com a intermitência e imprevisibilidade de sua geração, principalmente das fontes solar e eólica.

A Abrace contribui para que também seja considerada na expansão da geração a exploração do grande potencial hídrico brasileiro, mantendo ainda a matriz elétrica limpa. Para isso, o MME tem que ter uma atuação ativa para destravar novos investimentos em usinas hidrelétricas de grande e médio porte (UHE), de preferência, com reservatório de regularização. A expansão por essa fonte, além de nos suprir a energia necessária para o futuro do setor, se adequa nos requisitos de segurança e confiabilidade do sistema, trazendo a potência necessária para a expansão.

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.

Ainda no tema atributos do sistema, é explorado para suprir o atributo potência a Resposta da Demanda. Gostaríamos de apoiar e parabenizar a EPE por incluir este importante programa na expansão do sistema elétrico, sendo isto essencial para a própria expansão e consolidação deste programa. É essencial que diversos produtos sejam considerados para atendimento a potência e flexibilidade do sistema, abrindo margem para o mercado apontar soluções alternativas, com tecnologias possivelmente não consideradas no plano do governo.

Ao analisar pela ótica dos consumidores de potência, a possibilidade de qualquer agente do sistema contratá-la e/ou fornecê-la, como o programa de Resposta da Demanda, induzindo a participação ativa de todos os agentes na expansão correta do sistema. 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, que é um fator diferencial para a competitividade da nossa indústria.

Diante do exposto, é necessário quantificar e qualificar o impacto das fontes intermitentes no Sistema Elétrico Brasileiro – SEB. E que estas sejam responsáveis por suas externalidades e que haja a valoração correta dos atributos, refletindo no custo real destas fontes. Um bom atributo para ser avaliado, com relação ao impacto dessas fontes

do sistema, seria a quantidade de MW advindo de usinas despacháveis necessária a cada MW inserido por uma intermitente.

Transmissão de Energia Elétrica

Seguindo o exposto no PDE 2029, este Plano Decenal em tela segue em linha com a priorização da expansão por fontes renováveis, o que torna necessário reforços e expansão da malha de transmissão em regiões consideradas de elevado potencial de aumento da geração. Segundo a EPE, 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.

Assim, devido à grande expansão das fontes intermitentes, muitas vezes em regiões específicas do país, os custos de transmissão se mostram cada vez maiores e não faz sentido expandi-la dado que nem todos os consumidores irão usufruir, vide os esforços estruturais na região do sul de Goiás e Triângulo mineiro para atendimentos de usinas renováveis.

O custo da expansão deveria ser arcado pelo gerador e incluído em seu preço de venda de energia (*bid*), por exemplo. Essa lógica pode ser expandida a todos os outros geradores de energia também, o custo da transmissão deveria ser 100% alocado ao gerador interessado, a fim de sinalizar os reais custos do setor e o mais importante, sem socializar custos a quem não é afetado pelo benefício.

Outro ponto de interesse é referente a atual metodologia de definição de tarifas de transmissão, que traz um sinal locacional fraco, sendo esta utilizada no planejamento atual da expansão da transmissão. Esta metodologia esteve em Consulta Pública na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL no ano de 2018, ainda sem resultado. Se esta for aperfeiçoada, 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 torna-las mais congruente com as perspectivas de investimento.

É destacado também, os desafios da transmissão, sendo um deles, o envelhecimento do sistema de transmissão. Este foi considerado como uma das principais dificuldades a serem enfrentadas nos próximos anos. Entretanto, não foi possível identificar o montante previsto pela EPE 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 de real necessidade, os investimentos devem ser realizados com eficiência e prudência.

Em que pese, ainda está em discussão o aperfeiçoamento regulatório associado a reforços e melhorias, além da definição de vida útil regulatória, na ANEEL, por meio de Consultas Públicas³ em 2019, o que pode influenciar nos investimentos necessários aos empreendimentos já existentes. A Abrace contribuiu que a simplificação da norma é o caminho mais adequado para buscar maior clareza e desburocratização a todos os agentes.

Por fim, no tocante à interligação de Manaus – Boa Vista, até o momento não há previsão para conclusão desse empreendimento, sem previsão de entrada em operação do linhão no horizonte do Plano, outro fator preocupante. Apesar da demonstração de preocupação pelo Ministério, ao trazer medidas alternativas para o suprimento do mercado consumidor de Boa Vista, vide o Leilão para atendimento a Roraima e a contratação de fontes renováveis de energia nos sistemas isolados, a interligação deste estado ao Sistema Interligado Nacional – SIN deve ser tratada como medida prioritária em detrimento à tomada de medidas paliativas. Este custo de atendimento à carga de Boa Vista é envidado a todos os consumidores brasileiros por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, 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 da 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, e conforme destacamos anteriormente, é importante que o documento contemple cenários de análises que destaquem os riscos envolvidos e possíveis mudanças na conjuntura econômica e geopolítica, que afetarão os níveis de preços e, conseqüentemente as condições de oferta e demanda.

Em que pese a EPE ter informado a curva de produção, bruta e líquida, para o petróleo e gás natural, ressenete-se de análises de sensibilidade, especialmente num cenário global de transição energética, onde espera-se maior relevância do gás natural em detrimento do petróleo. É importante considerar que a indicação de cenários de preços

³ Consultas Públicas ANEEL nº 05 e 06, realizadas entre março e maio de 2019.

serve como um importante parâmetro para a projeção da produção nacional de petróleo (e de gás natural, sendo a maior parte deste associado).

Ademais, as análises de evolução dos preços do petróleo no mercado internacional assim como suas expectativas para os próximos anos, são importantes para balizar as expectativas de custos da produção nacional e para orientar o *breakeven* dos campos produtores que estão sendo considerados neste horizonte de análise. Assim, é fundamental que o PDE contemple a curva de preço esperado que justifique as projeções apresentadas.

Na previsão de produção de petróleo, a EPE declara que a redução da participação dos recursos contingentes é compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Entretanto não é isso que se percebe ao analisar o gráfico 5-1. A partir do ano de 2027, ambas as categorias de reserva e dos recursos contingentes entram em declínio, dessa forma é importante que seja explicado o porquê desse declínio.

O MME prevê, conforme nota divulgada⁴ um aumento de 150% da produção *onshore* até 2030, com base nas expectativas relacionadas ao Programa REATE 2020, que tem como objetivo revitalizar as atividades de exploração e produção e ampliar a produção em campos terrestres. Assim, há expectativas de aumento dos investimentos na próxima década, que podem dobrar a produção atual. Contudo, o PDE não traz uma expectativa de produção *onshore*, apenas sinaliza que há uma possibilidade de aumento da produção em função do REATE 2020. Como trata-se de um programa de governo, seria desejável que a EPE contemplasse esta estimativa no plano decenal e detalhasse os possíveis impactos esperados na oferta de gás.

Para o gás natural nacional (Gráfico 5-4), a EPE considera uma produção bruta de 253 MMm³/dia e uma produção líquida de 138 MMm³/dia, uma diferença de quase 50% (115 MMm³/dia) explicada pelas perdas, queimas e consumo nas próprias instalações, mas sobretudo pela reinjeção. Nota-se que a EPE estima que as taxas de reinjeção irão continuar altas ao longo do decênio. O principal motivo para a manutenção das altas taxas de reinjeção é para aumentar a produção do petróleo associado, mas destaca que existe um desafio para a monetização do gás correlacionada com a necessidade de maiores investimentos no setor.

Assim, a EPE apresenta uma análise mais otimista com base nas expectativas com a implantação das melhorias elencadas no Programa Novo Mercado de Gás, que conferira maior concorrência e redução das barreiras existentes, o que poderia permitir um maior acesso da oferta ao mercado consumidor. Neste cenário foi considerada redução da

⁴ REATE 2020 traz novos horizontes para a produção e exploração de petróleo e gás natural em terra no Brasil. MME. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/reate-2020-traz-novos-horizontes-para-a-producao-e-exploracao-de-petroleo-e-gas-natural-em-terra-no-brasil. Acesso em 11 nov. 2019.

reinjeção de algumas unidades produtoras. Portanto, a produção líquida atingiria um montante de 156 MMm³/dia, conforme gráfico 5-5, apresentando um aumento de 13% em relação ao cenário de referência.

Contudo, nota-se que o não aproveitamento do gás produzido ainda é muito elevado, 38% da produção bruta ou 97 MMm³/dia. Assim, solicitamos maiores esclarecimentos sobre as condições consideradas na premissa apresentada e quais seriam as alternativas para aumentar o aproveitamento do gás natural produzido. Este detalhamento poderia orientar a política energética nacional para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e também fomentar o desenvolvimento de programas que visam o melhoramento tecnológico ou propiciar melhores condições de investimentos que possam influenciar diretamente a recuperação de gás natural e possibilitar um maior aproveitamento das reservas brasileiras.

Nesta acepção, seria importante que a EPE detalhasse a projeção da produção de cada campo, tendo em vista que cada reserva possui características específicas e tem uma lógica produtiva com decisões de reinjeção muito particulares. Do mesmo modo, os dados de reinjeção também deveriam ser detalhados e melhor explicitados pela EPE, com projeções também discriminadas campo a campo.

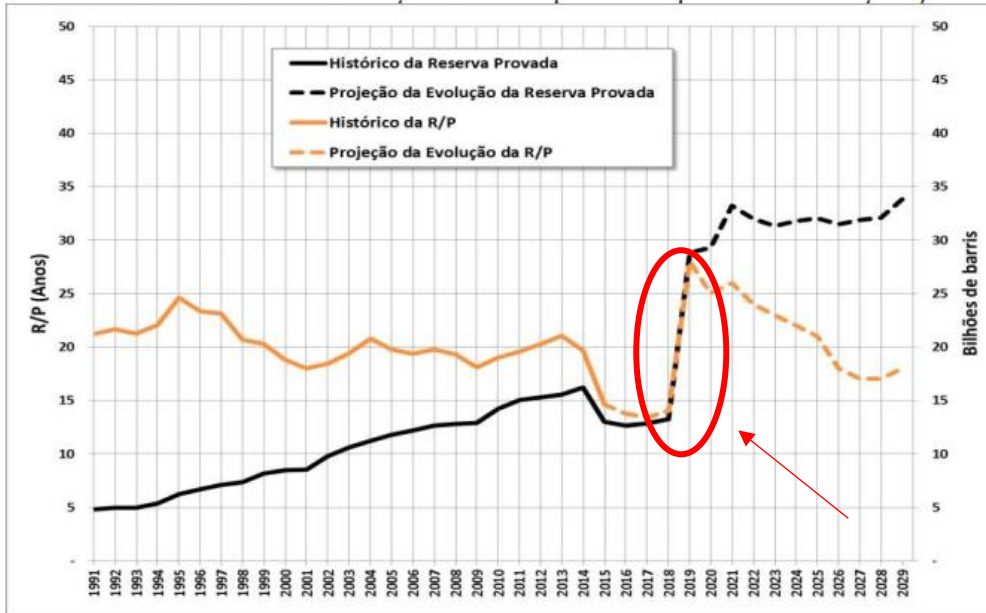
No Box 5.2 que retrata as incertezas ao custo do gás do Pré-sal com presença de CO₂, não ficou claro a metodologia adotada para o cálculo do *breakeven* da produção do gás natural **quando a EPE desconsidera os valores referentes à comercialização dos líquidos de gás**. Sendo assim, solicitamos maiores esclarecimentos se os valores de *breakeven* apresentados desconsideram a economicidade dos líquidos.

Se for este o entendimento, a ABRACE ressalta que muitas vezes os líquidos de gás viabilizam economicamente a produção de determinados campos, a exemplo do que aconteceu na produção de *shalegas* nos EUA, e desconsiderar seus valores comerciais podem gerar uma conclusão equivocada sobre a economicidade de explorar determinados campos ou sobre a viabilidade econômica da oferta de gás natural ao mercado.

Os gráficos 5-12 e 5-13 demonstram a previsão da reserva provada de petróleo e de gás natural, respectivamente. Como os preços internacionais do petróleo exercem grande influência nas decisões de investimento em desenvolvimento e exploração das reservas e também nas decisões de produção, ressurte-se da ausência de maior detalhamento em relação à projeção de preços do petróleo considerada, que pudesse explicar melhor a evolução apresentada. Da mesma forma, como a maior parte do gás natural produzido no Brasil é associado ao petróleo, esta estimativa de preço do petróleo também

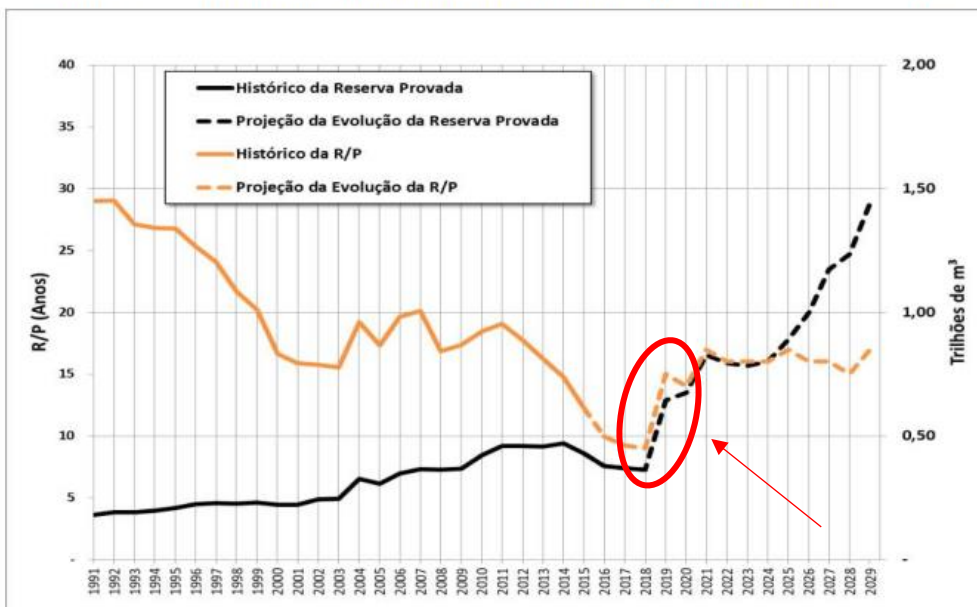
auxiliaria os agentes do setor a entender a projeção de produção e evolução das reservas deste energético em diferentes cenários de preços.

Gráfico 5-12 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fonte: Minuta PDE 2029 (Grifo nosso).

Gráfico 5-13 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fonte: Minuta PDE 2029 (Grifo nosso).

Além disso, nota-se aumentos bruscos nas projeções destacados nos gráficos acima, que não foram detalhados pela EPE. Sendo assim, pedimos maiores esclarecimentos sobre estes aumentos.

Por fim, verificou-se que, de forma geral, o detalhamento das informações disponibilizadas sobre a produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre a produção *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 do REATE 2020. A ABRACE sugere, portanto, que a EPE inclua em seus estudos possíveis impactos dessas iniciativas e do mesmo modo apresentasse quais medidas para uma política energética deveriam ser adotadas, voltada às especificidades econômicas e regulatórias, para melhorar o aproveitamento do gás natural em terra.

Oferta de Gás Natural

O capítulo 7 aborda os estudos a respeito da evolução do balanço de demanda e oferta do gás natural, bem como de sua estrutura no período de 2020 a 2029. O gráfico 7-1 traz a trajetória futura dos preços do gás natural para o mercado nacional, sem considerar os impostos, o transporte e a margem de distribuição. Em que pese a EPE ter apresentado a curva de disponibilização do preço do gás natural, explicitando que este é o preço mínimo que motivaria o produtor de gás no Brasil ofertar ao mercado, não há qualquer detalhamento sobre a metodologia e as premissas utilizadas para traçar esta curva, por exemplo, estimativa de custo exploratório, de produção, de escoamento e de tratamento.

Ademais, resente-se da ausência de, neste horizonte, o PDE não contemplar a estimativa de preços do gás a ser importado da Bolívia, uma vez que considera esta fonte de oferta como uma opção para o Brasil. Do mesmo modo, não estão claros os parâmetros utilizados, nem a metodologia para calcular a projeção dos preços GNL *oil index* e GNL *HH index*. Sugere-se, portanto, que a EPE disponibilize estes dados e informações para uma melhor compreensão pelo mercado e também para que as contribuições ao PDE sejam mais efetivas.

Especificamente em relação ao GNL, no Boletim de Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural disponibilizado pelo MME em agosto, as importações de GNL apresentaram um preço médio de US\$4/MMBtu em 2019. A curva de preços apresentada pela EPE considera um valor bem mais alto, entre US\$ 8/MMBtu e US\$ 12/MMBtu em 2020. Assim, seria importante que a EPE detalhasse melhor as premissas utilizadas para explicar esta diferença tão discrepante entre os dados reais de 2019, uma vez que essa diferença, à primeira vista, não parece ser justificada apenas pela inclusão dos custos com frete e regaseificação.

Outro ponto que merece ser mencionado é a ausência de cenários de preços para o gás natural a ser comercializado no Brasil. Os preços internacionais do petróleo são muito

voláteis e, como há muitos contratos de comercialização de gás natural no Brasil que ainda são precificados com referência em óleos combustíveis internacionais, portanto apresentam forte correlação com a evolução dos preços deste energético, seria importante que a EPE apresentasse uma análise de sensibilidade, estimando a evolução do preço do gás e GNL em comparação com a evolução dos preços do petróleo e do câmbio.

Também sugerimos que a EPE apresente estimativa de curva de preço do gás natural, considerando os efeitos do Programa Novo Mercado de Gás, em uma competição gás-gás, conforme expectativa do governo federal ao lançar o referido programa. Como trata-se de um documento que orientará as políticas energéticas do setor de gás e petróleo, este tipo de análise é muito importante para que o mercado possa perceber a expectativa de investimentos nestes setores pelo governo federal, e assim também considerar o PDE para traçar planos estratégicos de segmentos energointensivos.

O próprio documento ao retratar o balanço de oferta menciona que considera análise para caso de novas demandas, térmicas e não-térmicas, com contratos de fornecimento competitivos, junto a novos ofertantes. Mas pelas informações apresentadas neste tópico, não conseguimos avaliar esta sensibilidade. Assim, por exemplo, a EPE poderia apresentar análise de possíveis reduções no preço de disponibilização do gás natural ao mercado, caso houvesse o acesso assegurado às infraestruturas essenciais, notadamente, escoamento e unidades de tratamento e processamento de gás natural, que possibilitasse a oferta por outros agentes, até mesmo, no curto/médio prazo.

No tópico sobre Oferta Nacional é apresentado um gráfico sobre a produção líquida e oferta potencial nacionais de gás natural. Entretanto, não ficou claro qual preço do petróleo e do gás natural foram utilizados como referência para que a EPE traçasse as curvas de produção e oferta. Uma vez que tanto o preço do petróleo quanto do gás no mercado nacional podem influenciar as decisões de investimento, mais uma vez ressaltamos a importância de o PDE incluir tais informações de forma detalhada.

Ademais, no gráfico 7-3, que ilustra a Oferta Potencial da malha integrada, não ficou claro quais campos são utilizados para faixa do “Gás Natural associado – Outros”. Do mesmo modo, causa-nos estranheza o montante alocado em “Absorção em UPGNs”, que poderia chegar no período a valores próximos a 20 milhões m³/dia. Não está claro como este valor foi calculado. Assim, pedimos que a EPE esclareça em maiores detalhes estas informações.

Em relação à oferta importada, percebe-se que a EPE ainda mantém a expectativa de importação do gás boliviano muito atrelada à lógica contratual atual, contrato que tem vencimento próximo, em dezembro deste ano. Tendo em vista as incertezas envolvidas na oferta do gás da Bolívia, decorrentes dos recentes movimentos políticos que vêm

acontecendo neste país e que afetam a negociação, compreendemos as dificuldades em traçar uma estimativa mais otimista em relação à apresentada pela EPE.

Contudo, recentemente a EPE elaborou alguns estudos que mapeiam as perspectivas de oferta de gás por aquele país, informações que, nos parecem, não foram atualizadas para a análise de oferta neste PDE. Sendo assim, seria importante que o PDE apresentasse curva de estimativa de oferta de gás na Bolívia, considerando as expectativas de produção e de demanda deste país e também da Argentina, que também exerce papel importante na estimativa da parcela do gás que poderá ser ofertado ao Brasil.

Por fim, no que se refere à oferta de GNL foram considerados apenas os terminais de regaseificação existentes, uma vez que as conexões dos terminais em implantação – Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açúcar/RJ dependem das estratégias comerciais dos empreendedores destes projetos. Em que pese a EPE ter indicado que considerou estes novos terminais na previsão de oferta e demanda para o cenário otimista, com base nas premissas do Novo Mercado de Gás, não detalhou seus efeitos sobre a malha de transporte integrada e a necessidade de novos investimentos neste segmento para possibilitar a conexão destes terminais. Inclusive, como será detalhado mais adiante, esta premissa foi considerada para a elaboração do Planejamento Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG, lançado recentemente pela EPE.

Entendemos que cada vez mais haverá uma maior harmonização entre os sistemas de gás natural e energia elétrica, buscando-se a integração e o planejamento indicativo entre estes setores. Sendo assim, do ponto de vista de planejamento energético, sugerimos à EPE a integração da cadeia do gás natural e de energia elétrica. Para isto, poderia ser considerado neste PDE:

- Políticas que reduzam a reinjeção de gás natural com objetivo inclusive de atendimento à demanda termelétrica;
- A maior oferta de gás nacional para fins 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. Há inclusive alguns empreendedores que se mostram empenhados em construir infraestrutura de estocagem e a EPE poderia incluir este tipo de análise e seus respectivos impactos no PDE;
- Inclusão dos terminais previstos de GNL à malha de transporte para atendimento não somente às térmicas a eles acopladas, mas outras usinas que podem ser construídas para atendimento à ponta elétrica. Estes terminais

podem, inclusive, prestar serviços de armazenamento de gás no estado liquefeito.

Nota-se que o PDE desconsidera, muitas vezes, outros estudos elaborados pela EPE que podem reforçar e melhorar as estimativas relacionadas ao planejamento dos setores elétrico e de gás natural, inclusive auxiliando a integração das análises apresentadas. Sendo assim, a ABRACE sugere que a EPE incorpore estas análises ao PDE para dar maior robustez à análise e às estimativas apresentadas.

Balanco de Gás Natural da Malha Integrada

No gráfico 7-4 percebe-se que a demanda não-térmicas está praticamente estável ao longo do decênio, apresentando um leve aumento a partir de 2025 em função da entrada em operação da UFN Três Lagoas. Contudo, mais uma vez ressenete-se de maiores detalhes em relação às premissas utilizadas nesta projeção, assim como do impacto das melhorias esperadas pelo Novo Mercado de Gás, que poderão impulsionar a concorrência e reduzir os preços do gás ofertado a este mercado.

É desejável, portanto, 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, por exemplo no redimensionamento da malha integrada de transporte.

Por fim, no box 7.1 do documento é apresentado um gráfico que ilustra o balanço de oferta e demanda adicionais considerando o Novo Mercado de Gás. Entretanto solicitamos maiores detalhes da EPE que são necessários ao entendimento das expectativas apresentadas, tais como:

- Qual a curva de preços para o gás natural foi considerada para promover estes investimentos e impulsionar o aumento da demanda?
- Quais impactos teriam na infraestrutura do transporte?
- Qual demanda para os projetos considerados para este novo balanço?

Simulação da Malha Integrada de Transportes

Por fim, embora tenha sido apresentado, em um capítulo específico com os resultados das simulações termofluido-hidráulicas para a malha integrada de transporte, não foram apresentados maiores detalhes sobre este tópico. Embora o Termo de Cessação de

Conduta firmado entre o Cade e a Petrobras indica que haverá adaptação dos contratos existentes, a informação que o mercado conhece hoje é que não há capacidade disponível para a contratação de gás, pois toda a capacidade está contratada pela Petrobras.

No entanto, com base no volume movimentado (próximo a 80 MMm³/dia) e no contratado pela Petrobras (cerca de 260 MMm³/dia) infere-se que há elevada capacidade ociosa na malha de transporte, que possa atender determinado aumento do balanço entre oferta e demanda. No entanto, a EPE deveria trazer esta análise de sensibilidade ao PDE, indicado conforme as transações e dados georreferenciais de consumo, onde há gargalos, que necessitam de reforço na rede.

Esta análise poderia ser integrada com as perspectivas do setor elétrico, incluindo os novos empreendimentos e possíveis novas plantas industriais já mencionadas neste PDE. Por exemplo, o PDE incorpora a projeção de volumes que serão injetados no sistema de transporte pela UPGN do Comperj. Mas 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. Tais empreendimentos foram considerados no PIG recentemente divulgado pela EPE.

Em relação a este documento, especificamente, embora não tenha sido considerado pelo PDE e nem colocado em consulta pública, a ABRACE apresenta suas considerações abaixo.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte: O PIG considera onze projetos indicativos de gasodutos de transporte, divididos em dois tipos de projetos. O primeiro grupo está relacionado a projetos já autorizados (A, B e C, conforme figura abaixo) e o

outro grupo está relacionado a projetos para interligação de novas ofertas à malha existente (D a K).

Projeto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (MMm ³ /d)	CAPEX (R\$ milhões)
Projetos Autorizados ou Alternativas de Ampliação				
A) Gasoduto São Carlos/SP - Brasília/DF	893	20/18	7,4	7.138,6
B) Gasoduto Siderópolis/SC - Porto Alegre/RS	249	16	3,5	1.819,3
C) Gasoduto Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	594	24	15,0	4.634,3
Projetos para Interligação de Novas Ofertas à Malha Existente				
D) Gasoduto Porto Sergipe - Catu Pilar/SE	23,3	18	10,0	275,7
E) Gasoduto Porto Central - GASCAV/ES	15,0	20	14,0	288,2
F) Gasoduto Porto do Açú-GASCAV/ES	45,5	18	10,0	355,4
G) Gasoduto Porto de Itaguaí-GASCAR/RJ	35,5	24	15,0	541,8
H) Gasoduto Cubatão/SP - GASAN/SP	19,7	20	15,0	538,3
I) Gasoduto Terminal Gás Sul/SC - GASBOL	31,0	20	15,0	314,3
J) Gasoduto Terminal Imituba/SC - GASBOL	45,0	20	14,0	950,7
K) Gasoduto Mina Guaíba/RS - Triunfo/RS	18,0	16	6,0	199,9

Para os projetos já autorizados (A, B e C) a demanda potencial tem como âncora, sobretudo, a produção de fertilizantes nitrogenados e metanol. A justificativa para a viabilidade destes gasodutos é estarem próximos ao local de potencial de consumo: áreas agrícolas e produtoras de biodiesel. Para os demais projetos (D a K) como são gasodutos que conectarão novas ofertas de gás natural à malha existente, a EPE não realizou estudo detalhado para a demanda potencial, uma vez que poderia estar dispersa por toda a região abastecida pela malha integrada existente. Além disso, muitos projetos concorrem entre si ou com pontos de oferta já existentes. A EPE ressalta, ainda, que a viabilidade destes projetos depende da confirmação da demanda, mas não apresentou nenhum cenário de sensibilidade de preço do gás natural comercializado no mercado nacional ou de combustíveis substitutos que pudessem robustecer a análise.

Assim, em termos gerais, não ficou claro qual patamar de preço para o gás natural foi considerado, que viabilizaria a construção das plantas industriais e/ou térmicas indicadas como âncora para estimar a viabilidade da construção de cada gasoduto. Embora a EPE apresente uma análise de mercado com crescimento da demanda residencial, comercial, industrial, termelétrica, principalmente, ressenete-se de maiores detalhes em relação a esta estimativa. Ademais, a EPE fez referência ao PDE 2029, objeto de análise desta contribuição, mas não ficou claro pelos dados de oferta e preços apresentados a viabilidade destes empreendimentos-âncora.

Do mesmo modo, os custos dos gasodutos foram estimados utilizando ferramenta desenvolvida pela própria EPE. E não foram disponibilizadas qualquer informação sobre as premissas e metodologia utilizadas por esta ferramenta para estimar estes custos. Embora indicativo, a expansão da malha integrada de transporte é um ponto sensível para a análise do mercado de gás, por se tratar de um elo que conecta a oferta e a demanda. Assim, consumidores industriais e também potenciais supridores podem

utilizar desta informação para estimar onde poderão construir novas plantas ou ofertar gás a depender do custo do transporte, informação que poderiam ser trazida por este PDE.

Neste sentido, seria desejável que a EPE detalhasse melhor o PIG, indicando expectativas de custos do transporte para a demanda esperada, inclusive considerando análises de fluxo de caixa com estimativa da taxa de remuneração ($Wacc$) e indicando a viabilidade econômica do gasoduto em questão, por exemplo, inserindo informações sobre a recuperação dos investimentos esperados, com base no *ramp-up* de volume. Seria desejável, ainda, que a EPE apresentasse análise de *benchmarking* internacional para demonstrar que sua estimativa de custo está aderente ou consistente com outros mercados.

A seguir, apresentados uma breve análise e contribuição a alguns empreendimentos apresentados no PIG:

- A. **São Carlos-Brasília:** este projeto de gasoduto será, segundo informações da EPE, ancorado em unidades de fertilizantes nitrogenados, para fabricação de ureia, e metanol. A EPE indica que considerou substituições de combustíveis alternativos para o segmento industrial e novos projetos, com destaque para uma planta para produção de vidro com consumo de 120 mil m^3 /dia. No entanto, não foi indicado quais seriam os combustíveis a serem substituídos e se a relação comparativa entre o preço do gás natural ofertado e do combustível a ser substituído seria atrativa o suficiente para deslocar a demanda por estes combustíveis. Ainda, segundo a EPE a oferta de gás natural para atender a demanda âncora para este gasoduto seria proveniente da Bolívia. Mas não foi considerado no PIG ou neste PDE qualquer incremento da oferta boliviana que poderia justificar o atendimento deste novo mercado. Não está claro portanto, se a indicação deste gasoduto possui viabilidade econômica e oferta segura para justificar a sua construção.

- B. **Siderópolis-Porto Alegre:** propõe-se a duplicação do trecho sul do Gasbol. Utilizou-se a mesma premissa âncora para viabilizar este gasoduto ao projeto São Carlos-Brasília: construção de plantas para produção de fertilizantes nitrogenados e metanol e para produção de vidro também com expectativa de demanda de 120 mil m^3 /dia. Para este gasoduto, há também expectativa de demanda âncora de planta para produção de eteno e propeno e instalação industrial para produção de cerâmica branca. Como não foi detalhado no PIG não está claro se o projeto São Carlos-Brasília concorre com a duplicação deste

trecho do Gasbol. Se sim, a EPE deveria indicar qual gasoduto seria mais viável para atendimento destes empreendimentos.

- C. **Uruguaiana-Triunfo:** este trecho é para conectar o Gasbol ao gasoduto existente próximo a Uruguaiana (este duto recebe gás da Argentina para abastecer a térmica de Uruguaiana). Utilizou-se as mesmas premissas âncora de demanda dos projetos anteriores: plantas de fertilizantes nitrogenados e de metanol e para produção de vidro, com demanda esperada de 120 mil m³/dia. A EPE esclarece que a região Sul comporta apenas mais uma planta de fertilizantes nitrogenados e uma planta de metanol. Assim, as âncoras de demanda para a viabilidade deste gasoduto e do gasoduto Siderópolis-Porto Alegre são concorrentes. No entanto, chama a atenção a capacidade potencial deste gasoduto ser três vezes maior do que a demanda estimada. Como não há qualquer explicação para a utilização desta capacidade remanescente, seria importante que a EPE explicasse este ponto. Também seria desejável que a EPE apresentasse estudos do mercado argentino (expectativa de oferta x demanda) que possa justificar a construção deste trecho, uma vez que se espera que a oferta venha deste país. Caso haja frustração da oferta do gás argentino, haveria alguma outra opção? Ou o mercado consumidor custearia a capacidade mantida ociosa?
- D. **Porto Sergipe-Catu Pilar:** objetivo de conectar o terminal de GNL previsto à malha integrada. No entanto, pedimos esclarecimentos da EPE do porquê não considerou o potencial de produção da Bacia de Sergipe para dimensionar o duto. Seria possível aumentar a escala e aproveitar o projeto para escoar a produção de gás no estado?
- E. **Mina Guaíba-Triunfo/RS:** objetivo conectar oferta de gás da mina de carvão ao trecho Uruguaiana-Porto Alegre. pedimos esclarecimentos da EPE, uma vez que a vazão esperada para este gasoduto é muito superior ao projeto inicial. Apesar da estimativa otimista, a EPE não detalha porque considerou uma vazão 4 MMm³/dia superior e quais são os impactos disto na tarifa aos consumidores, caso o duto seja construído. Haveria outra fonte de oferta que poderia aproveitar esta capacidade excedente?

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

O futuro dos recursos energéticos distribuídos, abordado no PDE 2029, está em linha com a visão da associação. Visto que, o SEB precisa de reformas e uma reestruturação para garantir o sucesso destes recursos no mercado de energia e para que o próprio mercado se torne mais sólido e confiável. Porém, para que essas mudanças ocorram de

maneira eficiente, alguns pontos precisam ser revistos, em que é necessário reverter distorções causadas no passado a fim da modernização das estruturas do Setor.

No entanto, é preciso tratar com urgência essa reestruturação, pois este não é um futuro tão distante. O MME e a ANEEL têm que se empenhar cada vez mais para trazer esse futuro para o presente no médio prazo, em que todos os pilares dessa modernização (reorganização) precisam conversar entre si e serem bem definidos ou corrigidos.

A Abrace apresentou a ideia do futuro distópico em algumas oportunidades, e se os problemas atuais não forem resolvidos, esta distorção pode ser cada vez maior. O setor elétrico precisa evoluir para se adaptar às novas tecnologias e alocar os riscos de forma correta. A crescente perspectiva de encargos para os consumidores poderá criar um futuro distópico, onde consumidores livres poderão buscar alternativas fora de um modelo que já não responde às demandas de um setor.

A inovação tecnológica desafia os modelos de negócio e traz para o setor de energia elétrica a perspectiva nova de distopia. Isso vai mudar o sistema, que só piora seu futuro ao tentar adiá-lo, apegando-se à premissa de que todos precisam estar conectados às redes e pagarão por tudo o que for incluído nas contas.

A lógica atual do setor não se mostra sustentável, onde os leilões para atendimento ao mercado regulado transferem compulsoriamente aos consumidores muitos dos riscos associados à produção de energia. Sendo que esta energia muitas vezes é viabilizada por subsídios, isenções e, para o mercado livre, por sobras do mercado regulado, comercializadas no curto prazo. Sem contar com a transferência de custos de políticas mascaradas nas tarifas, onde o consumidor tornou-se uma fonte inesgotável de arrecadação e um atalho da ação do Estado.

Isto culminou em tarifas caras mesmo contanto com uma energia barata, em que os preços praticados nos leilões bateram o mínimo para diversas fontes, principalmente para as renováveis. O resultado destes leilões e a estrutura de encargos trouxeram distorções que se multiplicam ao desalinhar benefícios e custos da energia e seus atributos e estimular comportamentos oportunistas no mercado.

Essas distorções que elevam cada vez mais os custos do setor fazem com que os consumidores reajam, pensando em maneiras de reduzir sua conta e como podem se beneficiar da redução exponencial dos custos de produção e armazenamento e, principalmente, das oportunidades dos subsídios e isenções do sistema. O consumidor residencial, por exemplo, passa a adquirir sua geração distribuída tanto local, como remota, a partir de aplicativos de celular que dão toda a facilidade ao cliente final com tarifas baixas. E o consumidor livre passa a autoproduzir energia em suas instalações ou remotamente, deixando de pagar toda ou metade das tarifas de transmissão e distribuição e os encargos setoriais – que serão redistribuídos aos demais consumidores.

À medida que consumidores passam a comprar energia distribuída e incentivada ou simplesmente se desconectam da rede de distribuição, as sobras nas carteiras de contratos das distribuidoras serão pagas pelos demais consumidores, ou ofertadas a preços menores no ambiente livre, novamente em movimentos que estimulam novas saídas.

Assim, nesse futuro distópico, aumentará de forma defensiva e autoalimentada, a autoprodução nos mais variados e criativos modelos, suportados por subsídios, pela vantagem de não pagar as ineficiências do sistema, os extorsivos impostos e custos de políticas públicas associadas à energia e por uma legítima necessidade de energia a preços competitivos.

Diante do exposto, é preciso reconhecer o novo poder e papel dos consumidores, acelerar as discussões e avançar para que o setor elétrico encontre seu equilíbrio eficiente antes que as perspectivas distópicas do mercado nos levem ao retorno no intervencionismo do governo que se mostra prejudicial ao setor.