CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 119/2022

OBJETO: Consulta Pública para coleta de contribuições ao aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031).

1. Introdução

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro - SEB, apresenta suas considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031).

O documento em discussão, colocado à disposição de toda sociedade para debate, é um robusto documento que apresenta de forma transparente e objetiva os cenários para o atendimento energético do Brasil nesta próxima década. As referências, estudos preliminares e transparência do processo atribuem confiabilidade às considerações que foram apresentadas, enquanto as avaliações sobre importantes tópicos que impactam os sistemas energéticos agregam valor à análise pelos leitores e atores do mercado.

Por este motivo parabenizamos a sólida e bem documentada projeção da expansão e desenvolvimento do setor energético brasileiro realizado pela Empresa de Pesquisa Energética.

Considerando que a ABRACE representa parcela significativa do PIB Industrial Brasileiro, contribuímos com a visão de médio e longo prazo para nosso segmento. Vemos com preocupação as decisões de políticas públicas recentes, cujos custos são evidenciados na comparação entre os cenários de expansão da oferta na Rodada Livre e de Referência, a exemplo da contratação de térmicas imposta pela lei de privatização da Eletrobras e a contratação de energia proveniente do carvão mineral nacional, conforme a Lei nº 14.299/22.

Nesta contribuição, buscamos caminhos para garantir que as decisões futuras sobre a expansão não sejam contaminadas pelos mesmos erros, de modo que a sociedade brasileira possa usufruir do enorme potencial de geração de energia do país, por uma energia limpa, barata e sustentável.

2. Premissas Gerais

Inicialmente, gostaríamos de ressaltar a importância deste trabalho desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com suporte da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Plano Decenal de Energia não traz apenas perspectivas, mas sinaliza o olhar estratégico do governo na condução da política energética do país. Nesta versão, notamos uma evolução nos estudos elaborados pela EPE que traz uma série de análises que suportam este planejamento. O primeiro deles, que analisamos, diz respeito aos cenários econômicos traçados para suporte às premissas de demanda e oferta energéticas esperadas para o decênio. Nele, a EPE considera um cenário de referência e dois alternativos na tentativa de mapear diferentes resultados econômicos, considerando as incertezas comuns deste processo, potencializadas pela pandemia da Covid-19.

Neste contexto, as expectativas de crescimento econômico e energéticas ficam ainda mais desafiadoras para os formuladores de políticas públicas, uma vez que sofrem interferência direta de como o Brasil e o mundo lidam com a evolução da Covid-19 (processo de imunização da população, principalmente) e suas variantes. As medidas de restrição social (lockdown) impactam de forma diferente os diversos setores e quanto antes as atividades retomarem à normalidade, menores serão os impactos esperados decorrentes dessas medidas. Para o setor de energia há, ainda, uma sensibilidade maior pela dependência das condições hídricas e internacionais, já que grande parte da precificação da nossa matriz segue bastante atrelada a commodities internacionais. Cabe ressaltar, ainda, que a relação

de causalidade é cíclica já que os preços dos energéticos tem impacto relevante sobre a atividade econômica e vice-versa.

Tendo isso em vista, um dos pontos de contribuição da ABRACE em PDE's anteriores era exatamente a robustez necessária para traçar um mapeamento adequado da dinâmica econômica mundial. Neste PDE observamos que a EPE utilizou como base diversos estudos e projeções de entidades renomadas para traçar suas próprias expectativas, o que é positivo por trazer diferentes percepções, suportadas por análises técnicas, minimamente, seguras. Para a economia brasileira, a nossa principal crítica era a convergência com as perspectivas traçadas por outros órgãos de governo. Percebemos, de forma positiva, que os cenários traçados pela EPE trazem relação com as expectativas traçadas pelo Ministério da Economia, reforçando a coesão da política energética com a política monetária e fiscal. Entretanto, com o intuito de sempre contribuir com o trabalho técnico aqui desenvolvido, gostaríamos de reforçar a nossa contribuição com as seguintes observações.

Ressentimos a ausência de maior detalhamento sobre as premissas utilizadas pela EPE para projeção do PIB setorial, principalmente para as expectativas de longo prazo que foram traçadas pela análise de diversos cenários divulgados por diferentes entidades. Por exemplo, não ficou claro se, neste contexto, a EPE considerou o choque de preço das commodities internacionais, dentre elas, a constante volatilidade do aumento do petróleo e, principalmente, do gás natural que podem impactar de forma significativa a atividade produtiva do país. Da mesma forma, os choques climáticos, os conflitos geopolíticos como a possível invasão da Ucrânia pela Rússia, podem pressionar ainda mais estes preços com impactos diretos e indiretos na economia pelo aumento da inflação.

Ademais, cabe ressaltar a transição energética com metas importantes para a redução de carbono assumidas por diversos países, dentre eles o Brasil, que também terão um peso importante nas estimativas, sobretudo pelo potencial de limitar a desaceleração inflacionária. Assim, seria desejável que estas variáveis viessem detalhadas no material para dar condições aos agentes que o analisam em consulta pública avaliar e contribuir de forma efetiva com o aprimoramento do plano energético. Importante destacar que as decisões de investimento privadas levam em consideração os planos de energia traçados pelas autoridades públicas, que guiam as políticas públicas que estão sendo ou serão implementadas. E nessas diretrizes, estão inseridas não só as expectativas de custo e da relação entre oferta e demanda, mas o impacto esperado com as reformas em curso que

não foram detalhados neste plano decenal.

Por fim, cabe ressaltar a importância de incluir na análise as expetativas com o ambiente político brasileiro, que tem efeitos importantes para a economia, principalmente, no curto/médio prazo. A deterioração do arcabouço fiscal e os riscos políticos tornam o processo de desinflação mais custoso para a sociedade e isso interfere no estudo econômico. Segundo o IBRE/FGV a nova onda de contaminação da Covid-19, ainda que breve, em um ambiente eleitoral, com desaceleração das atividades menos resilientes (setor de aviação, automobilístico, por exemplo) e fragilidade cambial, pode incentivar reações de política fiscal e monetária na direção de mais ampliação de gastos e dos juros, o que poderia afetar ainda mais negativamente as perspectivas de crescimento. Esse elemento é fundamental e, juntamente com os desafios de um cenário pandêmico e de recuperação da atividade econômica, não pode ser desconsiderado na análise das perspectivas econômicas consideradas pelo MME.

3. Energia Elétrica

3.1. Geração Centralizada de Energia

3.1.1. Dos modelos utilizados

A crise energética vivenciada em 2021 foi fruto de alguns fatores, dentre eles as baixas afluências que vinham ocorrendo no sistema desde 2020, causando constantes déficits. De abril até agosto de 2021, as condições hidrológicas de cada um dos meses do período foram consideradas as piores do histórico em comparação com os mesmos meses de anos anteriores. Chegamos em agosto de 2021 com 53% da MLT no Sistema Interligado Nacional – SIN, além do pior período entre setembro de 2020 a agosto de 2021 já vivenciado, segundo dados do Programa Mensal da Operação – PMO.

O período chuvoso de 2021 não foi suficiente para recuperar os armazenamentos das principais bacias do SIN, principalmente da região Sudeste/Centro-Oeste, que chegou a estar com um armazenamento de 17% da Energia Armazenada (EAR) máxima. Desde outubro de 2020, verifica-se o despacho de elevado nível de geração térmica fora da ordem de mérito comandado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Essas decisões levaram todos consumidores a suportar um valor de Encargos de Serviço do Sistema – ESS de aproximadamente R$ 26 bilhões em 2021, mesmo assim, não foi possível para o setor passar ileso à falta de chuvas.

As razões são várias, dentre elas, as restrições hidráulicas que deveriam ter sido flexibilizadas mais rapidamente e inseridas nos modelos computacionais para garantir a governabilidade das cascatas e conseguir preservar água a fim de utilizá-la no final do período seco, quando as condições dos reservatórios tendem a ser piores.

Outro ponto que contribuiu para o esvaziamento dos reservatórios foi a geração hidráulica despachada dentro da ordem de mérito. Os modelos matemáticos utilizados para formação de preço e programação da operação não conseguiram incorporar tempestivamente os déficits hídricos que o sistema enfrentava e ainda previram um futuro bem mais otimista do que aquele que ocorreu de fato, sem considerar novamente as reais restrições hidráulicas operativas das Usinas Hidrelétricas – UHEs, de modo que o despacho sinalizado pelos modelos para este tipo de geração excedeu o montante que seria mais adequado em um período de crise hídrica.

Além de despachar uma geração hidrelétrica que poderia ser importante para elevar os armazenamentos nos reservatórios e suavizar os déficits hídricos vividos, essa geração fez com que o Custo Marginal de Operação – CMO e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD fossem amortecidos, e consequentemente esses preços baixos não valoravam todas as térmicas que precisavam ser despachadas para suprir a carga do SIN.

Para lidar com esta limitação dos modelos, o CMSE interferiu com objetivo de garantir a segurança energética do sistema segundo sua própria avaliação dos riscos, indicando o despacho de térmicas fora do mérito e importação de energia, com altos custos, para suprir a demanda e reduzir o elevado esvaziamento dos reservatórios. Como consequência, o valor cobrado por meio do ESS disparou e a previsibilidade dos preços, do ponto de vista dos consumidores que tentavam se planejar, foi muito prejudicada.

A ineficiência dos modelos gerou custos indevidos aos consumidores, o que suscita preocupação e evidencia a necessidade de correção dos modelos para mitigar o risco de situação semelhante se repetir no futuro. Os preços precisam refletir a real situação do sistema e inserir a necessidade de despacho térmico dentro dos modelos.

O descasamento entre a realidade operativa, que revela a real aversão a risco do governo, balizadora das decisões do CMSE, e a aversão a risco utilizada no modelo, cujos dados de entrada poderiam refletir melhor a operação do sistema, acaba influenciando também na decisão de expansão do sistema. Assim, temos preços de curto prazo, despacho de geração centralizada e expansão da geração descasados da real necessidade sistêmica e até mesmo do histórico de decisões do governo.

Esta imprevisibilidade é ruim não só para os consumidores, mas para todo o mercado. Ao tornar o mercado muito suscetível a intervenções políticas, estas podem influenciar na tomada de decisão de investimento de empreendedores que visam contribuir com a expansão do sistema, afugentando bons negócios para o mercado.

No tocante aos grandes consumidores, que têm um elevado consumo de energia, a estratégia recorrente é de buscar proteção aos preços da energia elétrica por meio da compra de contratos de energia para suprir sua demanda no longo prazo, porém, há custos que correm por fora dos contratos de energia firmados com seus supridores, gerando riscos e falta de previsibilidade, que se traduzem em novos custos que acabam sendo repassados aos produtos finais, impactando outros consumidores e a economia do país.

A fim de mitigar um dos problemas sinalizados neste texto, a EPE buscou emular as deficiências do modelo por meio da alteração de dados de entrada, mais especificamente, imputar os dados reais das restrições hidráulicas das UHEs no modelo de planejamento. Este é um avanço muito importante para a expansão do setor elétrico, pelo qual parabenizamos a EPE pelo aprimoramento realizado.

Diante de todos os eventos recentes neste cenário de crise hídrica, vemos como essencial o posicionamento da EPE em reformular seus estudos para se ter uma expansão indicativa mais próxima à realizada, dando bons sinais para o direcionamento dos recursos financeiros que venham a ser inseridos no setor elétrico.

Assim, como participante e formuladora de estudos norteadores do mercado, a EPE deve assumir um papel de destaque nas discussões sobre a inserção de aprimoramentos como o caso das restrições hidráulicas, bem como outras alterações de dados de entrada que possam ser benéficas para o setor, além de aprimoramentos estruturais nos modelos matemáticos, como apontado no próprio texto do PDE 2031.

Para tal, reiteramos a necessidade de a EPE trabalhar em conjunto com as demais entidades setoriais e o CPAMP para que haja o avanço da representação dos modelos e para que este se mostre cada vez mais aderente à realidade operativa, não só para o planejamento, mas também para a formação de preço e despacho das usinas.

Mais uma vez, chamamos atenção em especial para a necessidade de envidar esforços para que a aversão a risco do governo seja inserida dentro dos modelos computacionais, para evitar decisões fora destes modelos que impactem os agentes do setor elétrico.

3.1.2. Cenários de expansão

Ao comparar o cenário da expansão eficiente, o Rodada Livre, com o cenário das intervenções políticas, o Cenário de Referência, é possível verificar que ao se imputar

políticas públicas sem o devido estudo das necessidades do setor, há o aumento excessivo de custos na implantação, bem como de operação, além da elevação na emissão dos gases de efeito estufa.

Este Cenário de Referência vai na direção contrária à adotada em países com mercados de eletricidade maduros e modernos, além das próprias diretrizes climáticas definidas pelo Brasil no Acordo de Paris.

Ao analisar o sinal de expansão da Rodada Livre, fica claro que não há necessidade da contratação imposta por decisões políticas, que interferem diretamente nos custos finais pagos pelos consumidores.

Naturalmente, não se espera que as políticas públicas sigam sempre a expansão puramente econômica, tendo em vista que a finalidade de políticas é exatamente a de direcionar a expansão. No entanto, espera-se coerência das políticas quando analisadas de forma global, com uma governança mais eficiente e transparente no tocante a quais políticas públicas serão prioridade, não bastando introduzi-las no setor por meio de leis condicionantes e imputar os custos aos consumidores.

Se a prioridade é suprir o consumidor com energia limpa, sustentável e barata, não há a necessidade de continuar com políticas públicas para incentivar o carvão mineral, por exemplo, fonte que apresenta custos elevados além de emitir uma grande quantidade de gases de efeito estufa para a atmosfera, entre outros tecnologias consideradas nesse PDE 2031.

O cenário traçado pela execução das políticas públicas, que muitas vezes trazem objetivos conflitantes, a exemplo da contratação de carvão acima mencionada, instigam dois anseios entre os consumidores industriais: (i) Como os produtos industriais são avaliados pelos clientes mundiais em termos de emissões quando a sua manufatura é realizada no contexto de em um sistema elétrico que está aumentando suas emissões?; e (ii) Haverá acesso à energia renovável competitiva em volume suficiente para a demanda industrial brasileira?

Outra política pública trazida no Plano e que nos assusta muito é a insistência do governo em dar continuidade e finalizar um projeto deficitário como Angra 3, que, segundo notícias recentes[1], tem tarifa estimada em R$ 800/MWh. Ainda dessa mesma fonte de dados, essa obra já custou R$ 7,8 bilhões e, segundo a Eletrobras, ainda serão necessários mais R$ 17 bilhões para concluí-la.

[1] https://www.poder360.com.br/energia/energia-de-angra-3-tem-tarifa-estimada-em-cerca-de-800/

Assim, diante de tais incentivos políticos, concluímos que os sinais do governo para a economia são distorcidos e incoerentes com a busca por modernização, custos baixos e uma energia mais sustentável.

No tocante aos custos estimados, ao se comparar o cenário Rodada Livre com o Cenário Referência, o custo de operação aumenta 59% por conta das opções impostas no segundo cenário. Esta elevação terá reflexos em toda economia, inclusive no custo dos produtos e serviços e na inflação.

Por isso, é necessário que a EPE faça uma avaliação, com o apoio de outros ministérios, de como essas decisões políticas, que encarecem a operação do sistema elétrico, afetam o desenvolvimento do país, o custo dos demais setores e até mesmo o Índice de Desenvolvimento Humano – IDH, já que este aumento do custo de operação acaba impactando diretamente na renda das famílias devido aos múltiplos usos da energia elétrica.

Como contribuição, para os próximos planos, sugerimos que a EPE realize uma avaliação socioeconômica das políticas públicas impostas pelo governo.

Ainda no tema dos cenários de expansão, nota-se que na avaliação dos recursos disponíveis para expansão, considera-se apenas a geração termoelétrica utilizando o combustível Gás Natural flexível por meio do GNL, e não há menção aos potenciais benefícios de utilizar o Gás Natural armazenado por meio da técnica de estocagem.

Entendemos que a estocagem pode ser uma boa alternativa para utilizar o Gás Natural Nacional decorrente do pré-sal, que deve ser produzido ainda neste decênio, especialmente quando se considera que o desenvolvimento de instalações para estocagem deve contribuir com a exploração deste gás. Adicionalmente, a estocagem pode evitar a necessidade de importar o GNL, suscetível à variação de preços internacionais que poderiam encarecer a geração termelétrica em momentos de alta dos preços, como foi o caso verificado nos meses recentes.

Destarte, contribuímos para que a EPE realize uma Análise entre o Gás Natural Nacional associado a estocagem e o GNL trazido de mercados internacionais.

E, por fim, no item de Resposta da Demanda, tema importante tratado neste Plano, sabe-se que ainda é relativamente difícil estimar os montantes de geração indicativa futura, mas com as lições aprendidas durante o programa conjuntural de Redução Voluntária da Demanda – RVD vimos que com regras claras e menos burocráticas foi possível reduzir um montante médio de 700 MW no sistema, o que representa um grande avanço no tema e que serve de referência para o programa estrutural de Resposta da Demanda que está sendo discutido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com os agentes.

Assim, com um programa bem delineado e de fácil operacionalização, Resposta da Demanda poderá contribuir ainda mais com o sistema e ser mais competitivo se mostrando um ótimo meio para atender nosso sistema elétrico.

3.2. Transmissão

Dentre os aspectos que compõe a expansão do setor de transmissão, a EPE demonstra algumas preocupações acerca do processo de planejamento, como o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, onde é citada a necessidade de estabelecimento de condicionantes que exercem impacto significativo nos resultados obtidos entre os segmentos geração e carga.

Primeiramente, na análise apresentada sobre a evolução da TUST, a premissa adotada no documento considera o rateio dos custos de forma igual entre geradores e consumidores. Todavia, cabe ressaltar que os agentes do setor de geração têm sua parcela da TUST estabilizada por dez anos ou por todo o período de outorga, a depender da regra em que o gerador se encaixa. Desse modo, embora no ciclo vigente a alocação de custos seja aproximadamente 50% para cada um dos segmentos, consumo e geração, como consequência da regra vigente, espera-se que os consumidores sejam responsáveis por pagar a maior parcela dos custos futuros de transmissão. Para sanar essa distorção, é importante que PDE inclua cenários em que o rateio dos custos de transmissão segue a regulação vigente.

A respeito do sinal locacional, a ABRACE considera o conceito importante para induzir a eficiência não apenas nas decisões iniciais a respeito da localização de um empreendimento, mas também, de forma contínua, para incentivar a contratação mais eficiente da rede, de modo que o sinal para expansão da malha de transmissão seja também otimizado.

O tema em questão é objeto da Consulta Pública ANEEL nº 39/2021, onde a Associação contribuiu no sentido de que seja atribuído a cada usuário o custo condizente com seu impacto ao sistema, visto que, atualmente, a expansão do sistema de transmissão está em grande medida orientada para atender o crescimento da participação de fontes renováveis, e que esta expansão não tem seus custos adequadamente compartilhados com os empreendedores que a demandam, podendo resultar no sobredimensionamento da rede de transmissão e consequentemente os custos arcados pelos consumidores.

Observa-se no PDE 2031 uma diferença metodológica importante entre a EPE e a ANEEL. Enquanto a Agência vem tratando do aprimoramento do sinal locacional da TUST tanto para geradores quanto para consumidores, a EPE o faz apenas para os geradores.

Como o sinal dado através das tarifas de transmissão é igualmente importante para consumidores quanto para geradores, sugerimos que a avaliação da EPE pode ser aprimorada para incluir a perspectiva dos consumidores

Em relação a alocação dos custos de transmissão, conforme já vem sendo notado há alguns ciclos, tem se delineado uma tendência ao aumento expressivo dos montantes contratados no segmento de geração, o que possibilita inferir que a expansão da transmissão verificada nos últimos ciclos tem como motivação principal o atendimento aos geradores e não aos consumidores. Neste contexto, seria interessante adicionar outro cenário de simulação em que o pagamento de 100% da RAP seja de responsabilidade dos geradores, como forma de estudar qual seria o efeito sobre as decisões ótimas de expansão do sistema.

Por fim, chamamos a atenção para o montante expressivo de potenciais investimentos para substituição de ativos ao fim de sua vida útil regulatória, estimado em R$ 35 bilhões no horizonte do PDE. No amplo debate sobre o tema, na Consulta Pública nº 05/2020, a decisão da Agência Reguladora foi no sentido de não alterar os regulamentos vigentes, mantendo um acompanhamento do funcionamento dos equipamentos com vida útil regulatória esgotada, uma vez que o fim da vida útil regulatória não implica em fim da vida útil física do ativo, e as necessidades de substituição deverão ser avaliadas caso a caso. Assim, pedimos que a EPE considere nos cenários de expansão essa decisão da ANEEL, consubstanciada no Despacho nº 638, de 09 de março de 2021.

3.3. Hidrogênio

O capítulo que trata das perspectivas do Hidrogênio no Brasil aponta as principais tecnologias já desenvolvidas e desafios a serem enfrentados nos próximos dez anos. Apesar de o PDE traçar este panorama, a ABRACE ainda entende ser necessário maior detalhamento a respeito da desenvoltura deste mercado tanto na perspectiva da expansão tecnológica da matriz energética quanto dos impactos econômicos deste energético, de modo que a elaboração de políticas públicas não insira subsídios cruzados na tarifa final do consumidor.

Atualmente, ainda não há regulamentações técnicas e econômicas específicas para os diferentes tipos de tecnologia do Hidrogênio e suas aplicações finais. Esta lacuna deixa claro que é importante que sejam estabelecidos regramentos para o hidrogênio, de modo a evitar a assimetria de informações e garantir um suprimento confiável e com qualidade técnica, além de assegurar que não ocorram custos abusivos ao consumidor.

No contexto da transição energética, o Hidrogênio é visto como peça primordial para a redução de gases de efeito estufa, entretanto o documento apresentado ainda demonstra que o Brasil é tímido na produção do hidrogênio verde, produzido com base nas fontes renováveis. Assim, é preciso que a EPE garanta análises de sensibilidade de modo a apresentar os impactos da produção desse energético a partir dessas fontes na matriz energética brasileira, além de apresentar os custos para sua geração e custos finais da eletricidade, bem como dos investimentos necessários para a infraestrutura que garanta a qualidade e eficiência da produção.

No âmbito da transição energética, destacamos que não fica claro se existem compromissos nacionais de redução das emissões de carbono especificamente para o setor energético. Assim, torna-se fundamental o estudo de alternativas para alcançar as metas brasileiras ao menor custo possível para o país, levando em conta não apenas o setor de energia, mas também avaliando outras alternativas que podem oferecer oportunidades de redução de emissões com melhor custo-benefício, como, por exemplo, por meio da redução do desmatamento ou em redução das emissões nos outros usos do solo.

Por fim, destaca-se que as tratativas no documento não elencam um cronograma de atividades que o governo deve executar para que o energético de fato seja competitivo ao mercado, sendo necessária a elaboração de Análise de Impacto Regulatório para identificar os problemas regulatórios a serem definidos e mapear suas respectivas soluções considerando a experiência internacional, além de quantificar os custos e produções do suprimento no horizonte de dez anos.

4. Gás Natural

4.1. Produção de Petróleo e Gás Natural

O capítulo 5 traz as perspectivas mapeadas pela EPE para a produção de petróleo e gás natural. Sem entrar no mérito da metodologia utilizada e da necessidade de o plano decenal incluir cenários atrelados a diferentes expectativas relacionadas ao comportamento dos preços internacionais do petróleo, em relação ao gás natural, especificamente nas informações que constam nos gráficos 5.3 e 5.4, notamos uma redução considerável entre a produção bruta e a produção líquida, esta última desconta os valores esperados para as perdas e queimas, consumo nas instalações de produção e reinjeção do gás nos próprios reservatórios.

Pelas informações disponibilizadas pela EPE, o aumento das unidades de produção seria uma das justificativas para a diferença entre a produção bruta e líquida, dado o aumento do percentual do gás utilizado no processo produtivo. No entanto, ressente-se da ausência de maior detalhamento destas informações, principalmente relativas à reinjeção, parcela importante e que, embora técnica, também faz parte de uma perspectiva regulatória e de política energética, já que as queimas e perdas são reguladas, portanto, pouco variáveis.

Enquanto a expectativa de crescimento da produção bruta é de 8% a.a. para o primeiro quinquênio (2022-2026), para a produção líquida é esperado um aumento de apenas 2% a.a. Isto é, 6% a.a do volume que se espera produzir serão "perdidos" nos processos produtivos. Para o segundo quinquênio (2027-2031) o movimento "mais otimista" se justificaria pelo aumento da participação de campos não associados, que terão um peso quase equivalente aos campos do Pré-sal na matriz de oferta. Deste modo, o aumento da produção líquida estimado para o segundo quinquênio, de 14% a.a, parece não contemplar melhorias no processo produtivo.

Ademais, cabe destacar que, embora a EPE tenha mencionado que as reinjeções são justificadas para a remoção dos altos teores de CO2 nos campos e para a recuperação do petróleo, hoje, sabemos, que existem técnicas mais eficientes já utilizadas no Pré-sal, como a injeção intercalada de gás e água, que, talvez, possam resultar em um aproveitamento mais eficiente no futuro. Essas tecnologias passam por um processo de aprimoramento constante ao longo dos anos e, por isso, seria importante que este tipo de análise fosse incluída no PDE. Desta forma, recomendamos que a EPE realize estudos críticos acerca da evolução das reinjeções, considerando nesta análise qual planejamento poderia ser feito, em termos de política energética, para um melhor aproveitamento dos recursos.

A partir destes estudos, por exemplo, o MME, em conjunto com outros órgãos competentes como o BNDES, poderia, inclusive, traçar um plano estratégico na condução da política energética para buscar a redução das reinjeções de gás natural através de programas de incentivo: P&D, criação de novas linhas ou a adaptação de programas existentes e direcionados a investimentos em infraestruturas produtivas e, principalmente, para estocagem de gás. Cada vez mais o gás natural se mostrará como um recurso estratégico não só para abastecimento de setores produtivos, mas também

como segurança ao setor elétrico, em um contexto de cumprimento das metas de descarbonização da matriz. Aumentar a produção deste energético significa reduzir a dependência externa, que, muitas vezes, tem efeitos negativos na composição dos preços nacionais e garantir maior renda para o país.

Para ilustrar a importância de alinhar as estratégias do mercado (que visam maior lucratividade) com a Política de Estado (energética – segurança energética, autonomia e independência externa; industrial – aumento da produtividade, da eficiência e dos investimentos e menos risco de desabastecimento e de preço; e públicas – crescimento produtivo com geração de renda e empregos) no Box 7.1 do "Capítulo 7 – Gás Natural", a EPE traz uma visão mais sensível para a oferta de gás ao mercado, mostrando as limitações da produção de gás pela limitação da infraestrutura, a partir de 2027. Assim, de 2028 em diante a produção esperada só se concretizará se as decisões de investimentos forem tomadas hoje. Para a União, esse tipo de envolvimento é mais que fundamental e transcende os potenciais ganhos, diretos e indiretos, ao processo produtivo, decorrentes do aumento de uma oferta nacional mais competitiva. A receita da União não será apenas majorada pelas rendas geradas por meio da concessão das jazidas de óleo e gás, mas do lucro em óleo de campos em regime de Partilha, do qual a União tem participação direta no processo produtivo.

Do mesmo modo, seria interessante uma avaliação mais detalhada em relação ao potencial onshore brasileiro. Em janeiro de 2022 entraram diversos agentes supridores diversificando a oferta de gás natural ao mercado nacional. Dentre eles, destacam-se os supridores que possuem produção onshore, os quais apresentaram preços, obviamente, mais baixos, trazendo um novo olhar e novas perspectivas para a competitividade esperada. Em que pese a nossa parcela produtiva ser predominantemente offshore, cerca de 85%, temos reservas representativas no onshore: a ANP estima2 que as reservas provadas, em dezembro de 2020, totalizem 78 bilhões de m³.

No entanto, o ambiente operacional parece enfrentar bastante desafios, muitos deles não conhecidos e facilmente mapeados pelo mercado consumidor. Houve nos últimos anos uma redução significativa no número de poços em produção (segundo a ANP,

[2] Onshore O&G Opportunities and the Brazil New Natural Gas Market. Apresentação ANP, ministrada pelo Diretor Geral Rodolfo Saboia, no painel "Encouraging an Open Regulator – Industry Dialogue", no **23rd World Petroleum Congress (WPC)**. Dezembro de 2021.

redução de 2.323 poços entre 2016 e 2021) e também na perfuração de novos poços (redução de 80%, neste mesmo período). Mesmo com alguns incentivos dados pela regulação, por exemplo, redução da obrigação de pagamento de royalties na produção incremental e para pequenas e médias empresas, os resultados parecem não terem cumprido com o esperado.

E o plano decenal, no seu cenário referência, apresenta um crescimento tímido na participação onshore: aumento de 3% a.a na produção bruta ao longo do período analisado, frente a um aumento esperado de 8% a.a no offshore, sendo que no cenário de curto prazo e mais provável (primeiro quinquênio), a produção se mantém estável. Com isso, o mercado entende que não há, nem por parte do governo, expectativas para aumentar o potencial existente: 78 bilhões de m³ em reservas, que em uma análise R/P, mantida a produção atual – 21 MMm³/dia – seriam esgotadas em 10 anos.

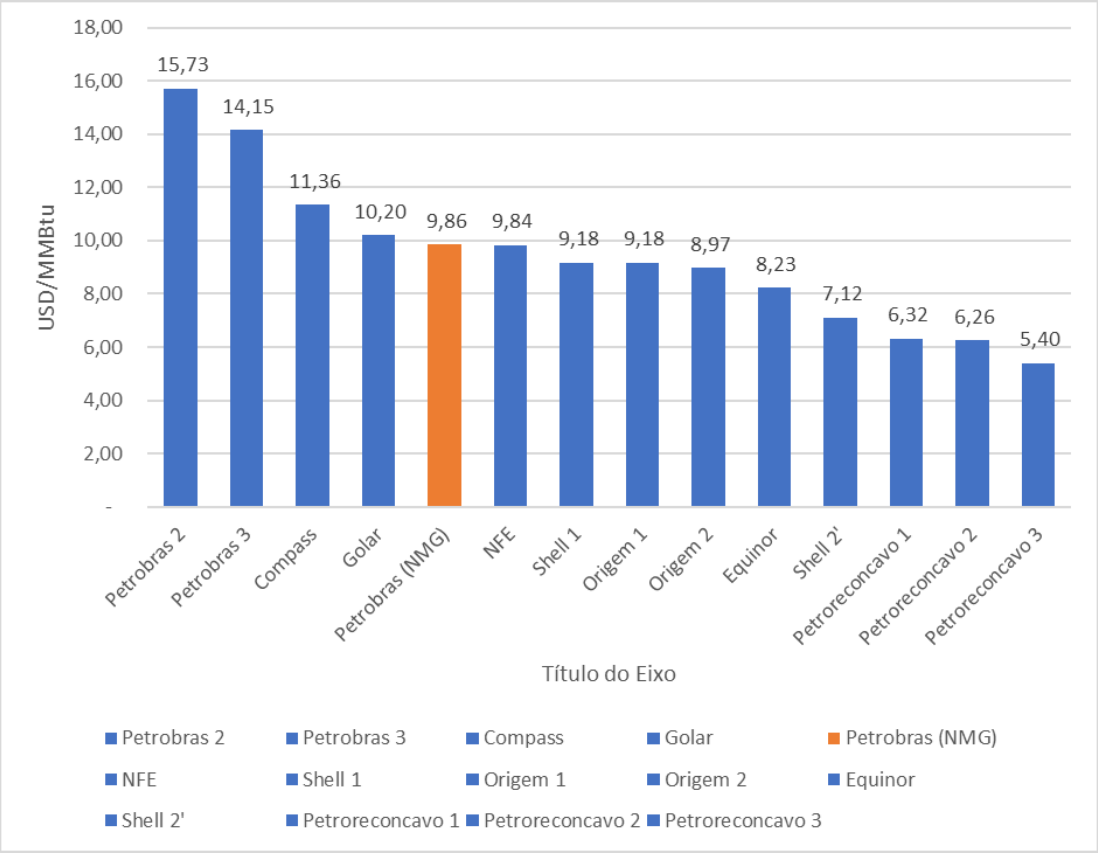
Cabe aqui uma observação. Em que pese a EPE ter mencionado que a partir dos programas em curso – como o REATE – haver um potencial aumento da produção em um cenário alternativo, com os dados disponibilizados em referenciais diferentes não ficou claro qual o aumento potencial das reservas e produção para o gás natural. Por isso reforçamos o nosso pedido de maiores esclarecimentos à EPE e ao MME em relação a esta previsão e sugerimos que sejam realizadas análises dos resultados obtidos pelos incentivos já concedidos e quais programas de investimentos ou redução tributária, dentre outros, poderiam, na condução de uma política energética coesa, ser melhorados para favorecer esse ambiente produtivo.

Por fim, em relação à análise da evolução dos indicadores de reserva/produção, seria desejável que a EPE detalhasse a metodologia e as premissas utilizadas no cálculo. Para o gás natural, em específico, não ficou claro se o indicador assume uma perspectiva otimista ou pessimista. Como a EPE menciona que a "estimativa apresentada assume como premissa que os volumes acrescidos à reserva estão associados a projetos de desenvolvimento dos campos que incluem a infraestrutura necessária para produção e escoamento do petróleo e gás natural", não está evidente se essa queda poderia ser mais acentuada com mais projetos incluindo no seu escopo o escoamento do gás – dada as expectativas com o Novo Mercado de Gás – ou se poderia ser menos acentuada, caso possíveis novas infraestruturas de escoamento não se concretizem.

4.2. Oferta e Demanda de Gás Natural

O capítulo 7 analisa as condições para o balanço entre oferta e demanda de gás natural, incluindo as perspectivas de preço e a evolução da infraestrutura para movimentação e entrega do gás ao mercado. Uma variável importante nesta discussão e difícil de estimar, principalmente no longo prazo, é a trajetória dos preços, considerando o contexto geopolítico externo e a mudança de perspectiva interna com o Novo Mercado de Gás. De forma positiva, percebemos o esforço da EPE em tentar empreender cenários nesta análise, inclusive, em compor os benefícios gerados pelos ganhos de eficiência com o transporte e distribuição, nos preços ofertados ao mercado. No entanto, como a metodologia não foi compartilhada, não conseguimos avaliar e contribuir neste sentido.

De todo modo, é importante ressaltar que, considerando os novos contratos firmados no final do ano passado e divulgados pela ANP, há um claro movimento de redução dos preços de venda pela entrada de novos supridores. Muitos desses contratos apresentam preços menores aos praticados, hoje, pela Petrobras, conforme apresentamos no gráfico abaixo.



Fonte: Elaboração própria, a partir de informações dos contratos disponibilizados pela ANP

Mesmo em uma perspectiva inicial do Novo Mercado de Gás:

i. pouca transparência no acesso às infraestruturas essenciais, que representa condição precedente à oferta por supridores alternativos; e
ii. incertezas na contratação de capacidade de transporte: TAG iniciou oferta de capacidade no final do ano, próximo aos vencimentos dos contratos de compra e venda das distribuidoras, o que deu pouca margem temporal para que as concessionárias tivessem mais alternativas de suprimento; e NTS ainda não iniciou a oferta de capacidade,

Em termos médios (não ponderado), o preço médio de venda de outros supridores, considerando apenas a molécula – US$ 8,37/MMBtu – foi bastante inferior aos valores praticados pela Petrobras em 2022 – US$ 9,86/MMBtu – e quase 50% inferior aos praticados pela mesma empresa nos novos contratos para suprimento em 2023 – US$14,94/MMBtu. Essa informação já traz uma expectativa mais otimista a que foi considerada pela EPE, principalmente para o longo prazo, onde se espera, dentro de 10 anos, que hubs de negociação estejam desenvolvidos e operacionais, apresentando maior liquidez e otimização no uso da rede.

Cabe ressaltar que esse movimento de redução dos preços pode contribuir, inclusive, para uma aceleração da demanda, principalmente, em setores que consomem de forma intensiva o gás natural (vidreiro, ceramista, etc) pela redução dos insumos produtivos, algo que deveria estar mais claramente traduzido neste PDE pela elaboração de cenários de sensibilidade. Para a demanda, a EPE considerou uma redução da participação do segmento térmico no primeiro quinquênio que, de certa forma, será compensada pelo não-térmico, que assume um crescimento gradativo, acompanhando as expectativas traçadas para o PIB industrial. No segundo quinquênio, no entanto, a demanda térmica (despacho máximo) acelera-se e cresce a uma taxa considerável, 20% a.a, o que levará a um crescimento esperado do consumo de gás natural na ordem de 39 MMm³/dia em relação ao consumo atual.

Para a oferta, a EPE estima que as importações serão mantidas, considerando as infraestruturas atuais, gasodutos e terminais de GNL existentes e já conectados à malha de transporte. Para a importação do gás boliviano foi considerada a atual capacidade do Gasbol – 30MMm³/dia, que segundo a EPE se justificaria pelo movimento recente, em que muitas empresas estão negociando contratos de importação com a Bolívia. No entanto, entendemos ser uma visão bastante otimista por parte da EPE, já que nos últimos anos, percebe-se uma dificuldade deste país em aumentar o nível atual de exportação. Entre janeiro e outubro de 2021, a Bolívia exportou, em termos médios, cerca de 34 milhões de m³/dia3 para os dois países – Brasil e Argentina – e não há expectativas, no curto/médio prazo, de um aumento considerável da sua produção.

Por outro lado, considerando os terminais de regaseificação, a EPE adota uma visão mais conservadora ao não considerar as interligações de novos terminais de GNL à malha, mesmo aqueles com grandes chances de conexão, como, por exemplo, os terminais Barra dos Coqueiros (SE), em que já foi divulgada a intenção de conexão, e Gás Sul/SC, que foi projetado e aprovado com a interligação ao transporte. No que diz respeito à oferta nacional, percebemos um crescimento tímido para o primeiro quinquênio, 1% a.a, enquanto para o segundo quinquênio é esperado um aumento de 14% a.a, liderado pela produção de campos não associados ao petróleo. Embora não detalhado no documento, essa parece ser a justificativa para o crescimento da produção líquida apresentado no capítulo 5, que mencionamos anteriormente.

Para a oferta e demanda adicionais, apresentadas no cenário de sensibilidade (Box 7-2), seria desejável que a EPE detalhasse a metodologia utilizada e os resultados, uma vez que não ficou claro o aumento observado para a demanda do setor térmico e para a demanda residual do não-térmico, para além daqueles já descritos para a "demanda adicional – Novo Mercado de Gás".

Em relação às simulações para a malha integrada, o plano decenal não traz o detalhamento para compor as análises de oferta e demanda traçadas pela EPE ao longo do período. Por exemplo, a EPE cita que, em alguns casos, a malha de gasodutos existente não teria capacidade para comportar o incremento esperado para a oferta na

[3] Bolivia heralds major new gas find amid production slump. **Reuters**. Fevereiro de 2021. Link para acesso: https://www.reuters.com/business/energy/bolivia-heralds-major-new-gas-find-amid-production-slump-2022-02-05/

Região Nordeste e que, portanto, deveria passar por adequações, mas não inclui no documento quais seriam ou poderiam ser essas adequações. Apenas esclarece que tais expansões dependem de volumes de demanda que justifiquem o investimento. Mas, considerando a demanda potencial mapeada e o cenário de preços também estimados, a EPE poderia incluir uma estimativa de ampliação da rede com base em projetos âncora, que tornaria viável tais investimentos. Nesta acepção, reforçamos a necessidade de a EPE combinar as análises do Planejamento Indicativo de Gasodutos (PIG) como complemento às análises dos planos decenais e, vice-versa.

SBN - Quadra 01 Bloco B nº 14, salas 701/702 Ed. CNC
Asa Norte - Brasília - DF - 70041 902
(61) 3878-3500
www.abrace.org.br