

Tomada Pública de Contribuições MME – Harmonização Regulatória do Setor de Gás Natural

Perguntas:

1.1. Quais termos e aspectos precisam de maior clareza na definição dos limites de competências das regulações estaduais e federal? Dos dispositivos vigentes, inclusive estaduais, que, porventura, ensejam sobreposição de competências, qual a proposta de redação alternativa como possível solução para a divergência?

Elencamos alguns temas que necessitam de maior clareza na definição dos limites de competências das regulações estaduais e federal, aos quais cabe destacar, em primeiro lugar, **a regulação da atividade de Comercialização pelas agências estaduais**. A CF e a Lei nº 14.134/2021, Nova Lei do Gás, atribui à ANP a regulação das atividades de comercialização, autoprodução e autoimportação, e atribui aos estados regularem as condições de elegibilidade para que um consumidor possa atuar no mercado livre.

No entanto, em que pese a Comercialização ser uma atividade regulada pela ANP, por meio da RANP 52/2011, diversos estados brasileiros (como SP, PR, MG, ES, entre outros) impõem exigências aos agentes Comercializadores, que ultrapassam a apresentação da autorização do órgão regulador federal. Como exemplos, citamos: a necessidade de comprovação de lastro (volume), instituição de filial do comercializador no estado, apresentação de razão social, cobrança da Taxa de Regulação e Fiscalização, endereçamento de responsabilidade pela qualidade do gás, entre outras exigências, que comprometem o processo de autorização ao torná-lo mais moroso, burocrático e custoso. Reitera-se: agências estaduais cobram taxa de fiscalização sobre a atividade de comercialização no mercado livre!

Importa ainda mencionar que as requisições impostas pela regulação estadual aos Comercializadores não acompanham a atual conjuntura do mercado de gás natural, que contempla o atendimento à nível nacional, observando diferentes dinâmicas de contratação, como firme, de curto prazo (*spot*), sazonais, entre outros. E complementarmente, evidencia-se inviável a imposição de responsabilidades adicionais, em regulação estadual, pela qualidade e gestão do gás natural ao Comercializador. O Transportador é o agente responsável pela entrega do gás na distribuição. Por isso, ele deve ser o responsável pela qualidade. Para harmonizar a regulação, deve ser instituído um Acordo Operacional a ser firmado entre transportador e distribuidor.

Assim, a fim de simplificar o processo de aprovação da atividade de Comercialização nos estados e evitar exigências redundantes que tornam o processo ineficiente e oneroso, consideramos **suficiente a apresentação da autorização emitida pela ANP às agências estaduais**.

Um segundo tema relevante que necessita de maior clareza na definição dos limites de competências é a **classificação de gasodutos**, especialmente no que tange à **distinção entre transporte e distribuição**, sob a ótica da Nova Lei do Gás (14.134/2021) e das disposições do decreto 10.712/2021. A edição de normas mais gerais e abertas gera dificuldades de interpretação e aplicação, e pode ocasionar arbitrariedades nos

casos concretos. Muitos estados vêm ampliando os critérios para definição de gasodutos de distribuição, indo de encontro ao estabelecido pelo regramento federal, que preconiza a promoção da eficiência global, diante da finalidade – estrutural ou local – dos gasodutos. Esta discussão está intrinsecamente relacionada à competitividade dos preços do gás, uma vez que o acesso módico a tais infraestruturas está relacionado não só a eficiência e otimização operacional, mas também à liquidez e flexibilidade que estas infraestruturas poderão proporcionar à comercialização da molécula e também à segurança do abastecimento.

Por isso, a ANP deve definir em regulação (inciso VI, art. 7º da lei do gás), após a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), o que é um gasoduto de transporte, considerando tanto critérios técnicos (diâmetro, pressão, extensão...) como critérios funcionais, a exemplo da finalidade dos gasodutos (estruturante ou local), para auxiliar na definição objetiva de parâmetros. A edição de uma norma federal que contemple critérios técnicos, operacionais, econômicos e funcionais, dessa forma, garante a segurança jurídico-regulatória a todos os elos da cadeia. Além disso, mitiga o risco de uma “disputa” entre as concessionárias locais e as transportadoras.

Citamos alguns estados que claramente sobrepuseram a competência federal em seus regramentos: Ceará (Lei Estadual nº 17.897/2022), Rio Grande do Norte (Lei Estadual nº 11.190/2022) e São Paulo (Decreto Estadual nº 65.889/2021). Assim, conforme mencionado acima, entendemos relevante a exclusão destas previsões, uma vez que cabe à ANP a regulamentação do tema.

A definição clara do limite de competências entre as regulações federal e estaduais também esbarra nas **atividades de acondicionamento e movimentação de gás natural liquefeito (GNL) e comprimido (GNC) a granel por modais alternativos aos dutos** (conforme RANP nº 971/2024 e nº 973/2024).

Alguns estados invadem a competência federal ao expandir o monopólio da distribuidora à atividade de movimentação por modais não dutoviários. Essa sobreposição regulatória gera insegurança jurídica, eleva a burocracia e prejudica a expansão do mercado de gás natural. A centralização da autorização na ANP simplifica o processo e busca ampliar o alcance do gás, especialmente em áreas sem infraestrutura dutoviária, promovendo alternativas mais flexíveis para o crescimento de novos mercados consumidores e reduzindo incertezas regulatórias. Como exemplo da extrapolação da competência, pontuamos o estado do Maranhão (Lei 11.662/2022) e de Santa Catarina (Resolução ARESC nº 273/2023).

Por fim, a movimentação de hidrogênio emerge como um potencial foco de invasão de competências. Embora ainda careça de regulamentação específica, a ANP, em âmbito nacional, detém a prerrogativa de regular, autorizar e fiscalizar a exploração e produção de hidrogênio, abrangendo as operações de carregamento, processamento, armazenamento e comercialização. A Lei nº 14.948/2024, que institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e Lei nº 14.990/2024, ao instituir o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), buscam aplicar incentivos eficientes para a descarbonização, visando o desenvolvimento do mercado interno de hidrogênio de baixa emissão. Contudo, alguns estados, como o Ceará, antecipam-se ao autorizar a injeção, conferindo à concessionária a discricionariedade sobre a movimentação desse energético. Dada a sua natureza e

potencial impacto, a regulamentação desse tema deve ocorrer em nível federal, inclusive em relação as reais implicações da mistura (*blend*) na infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural. É necessária cautela na regulamentação do tema, a fim de preservar a integridade da rede e dos equipamentos industriais dos consumidores de gás natural.

1.2. Na sua avaliação, quais são os serviços que integram ou deveriam integrar o serviço local de gás canalizado? Por quê?

Entendemos que a movimentação de gás natural nas redes de distribuição é o serviço essencial (e monopólico) das distribuidoras. Essa movimentação abrange o percurso desde o ponto de recepção até o ponto de entrega ao consumidor final, e tem como objetivo principal o atendimento da demanda local. A movimentação do gás natural pelo gasoduto caracteriza-se como serviço primário, e representa uma atividade de monopólio regida pelo contrato de concessão, que objetiva a garantia da segurança, eficiência, regularidade, continuidade e a modicidade tarifária para os usuários.

Contudo, o contrato de concessão também permite que a concessionária execute atividades acessórias, como no caso da comercialização de gás ao mercado cativo, que opera sob o regime de *pass-through*, um mecanismo crucial que assegura que qualquer receita auferida pela concessionária com a venda do gás natural aos usuários cativos seja integralmente revertida em prol da modicidade tarifária, preservando o princípio da neutralidade da prestação do serviço que lhe é concedido e evitando a geração de lucros ou prejuízos indevidos. Sob este tema, citamos a discussão recente no estado da Bahia, em que a distribuidora solicitou ao regulador a autorização para instituir uma plataforma de comercialização, com o objetivo, ainda não claro, de gerenciar os seus contratos e evitar penalidades ao mercado cativo.

No entanto, vale reforçar que a função da plataforma de comercialização se caracteriza como complementar à atividade de comercialização, desde que estritamente direcionada ao gerenciamento do portfólio e atendimento da demanda do mercado cativo, de modo a assegurar a neutralidade mencionada acima. Isso é, caso a concessionária queira atuar como Comercializadora no mercado livre de gás, esta deverá constituir uma empresa separada, com CNPJ específico, e independente técnica e operacionalmente, sendo vedada a comercialização de gás ao mercado livre pela distribuidora, a fim de evitar conflitos de interesse que prejudiquem os usuários da concessão. Do contrário, a operacionalização deste tipo de atividade transcenderá ao objeto da concessão.

Nesse contexto, também cabe destacar que a venda de atributos ambientais, a exemplo do CGOB (Certificado de Garantia de Origem de Biometano), não se caracteriza como serviço acessório. A comercialização desses certificados também não se relaciona com o objeto do contrato de concessão e não gera qualquer retorno para a modicidade tarifária, podendo desvirtuar o foco do serviço concedido. Por isso, entendemos que a comercialização de atributos ambientais foge do escopo da concessionária e do objetivo primário de atendimento à demanda, devendo ser coibida.

Por fim, cumpre mencionar que o atendimento de redes locais isoladas, por meio do Gás Natural Comprimido (GNC) ou Liquefeito (GNL), também pode integrar o escopo

do serviço local de distribuição. Essa modalidade de atendimento é particularmente relevante para suprir demandas regionais específicas e temporárias, em áreas onde a infraestrutura de gasodutos principal ainda não está estabelecida ou não é economicamente viável.

1.3. Quais critérios devem ser considerados para enquadramento dos dutos como de responsabilidade da regulação federal ou estadual?

A Nova Lei do Gás (14.134/2021) traz os critérios que devem ser considerados para a definição de um gasoduto como de transporte. O entendimento do legislador é que o caráter estruturante do transporte deve ser preferido, a fim de garantir a formação de um mercado de gás natural competitivo, líquido e flexível a nível nacional. Ainda, designa a ANP como o órgão competente por regulamentar a classificação de gasodutos de transporte, a partir de características técnicas como diâmetro, pressão e extensão, reforçando que apenas os gasodutos que não se enquadrem nas características delimitadas pelo regulador poderão ter classificação distinta.

Ademais, o decreto regulamentador da Nova Lei do Gás (10.712/2021) complementa o texto legal, orientando a autoridade reguladora a considerar, na definição de tais características técnicas, a eficiência global das redes e flexibilizar a classificação de gasodutos que estejam fora dos parâmetros técnicos definidos, de modo a assegurar tal eficiência. *In verbis*:

“Art. 8º A definição dos limites de diâmetro, pressão e extensão para gasodutos de que trata o inciso VI do caput do art. 7º da Lei nº 14.134, de 2021, considerará a **promoção da eficiência global das redes**.

§ 1º Os limites de que trata o caput poderão ser **diferenciados conforme a finalidade** dos gasodutos.” (g.n.)

Deste modo, com respaldo na atribuição outorgada expressamente pela Nova Lei do Gás, entende-se que a harmonização dos normativos estaduais e federais passa, necessariamente, pela determinação da ANP quanto à linha distintiva entre instalações de transporte e distribuição. Essa linha deve ser traçada mediante a fixação dos mencionados critérios, cuja aplicação somente poderá ser afastada por decisão do próprio regulador federal

Sob essa ótica, tendo em vista que muitos estados estão atribuindo definições distintas do regramento legal, indo de encontro à eficiência global e ao objetivo pretendido pelo legislador em instituir um mercado nacional amplo e organizado, que possa promover competitividade e liquidez para o encontro das contrapartes, é urgente o direcionamento do regulador federal nesse sentido, com o apoio do Ministério na elaboração de diretrizes que possam contemplar o Pacto Nacional instituído para buscar essa harmonização, reforçando a associação do transporte a aspectos estruturantes da instalação, enquanto gasodutos de distribuição guardam uma correspondência mais imediata com o fornecimento local. Isto é, no que diz respeito às fronteiras com as normas estaduais e visando sua harmonização, entendemos que eventual flexibilização

dos critérios técnicos deve considerar, como aspecto finalístico, a natureza estruturante ou local da instalação. Ou seja, caso o projeto tenha potencial de figurar como fonte de oferta ou demanda a nível nacional, apresentando relevância sistêmica, sugere-se que ele se aproxime da classificação como transporte. Vale destacar que esta análise é distinta daquela que distingue entre instalações integrantes ou não de um sistema de transporte de gás natural; nesse caso, ambas já superaram a etapa prévia de verificação da presença da natureza de transporte.

Ademais, uma vez sujeito à esfera federal, a ANP não deve perder de vista que, em todo caso de enquadramento como transporte, deve estar presente a natureza de “movimentação em meio ou percurso considerado de interesse geral”, que se contrapõe ao interesse específico e exclusivo do proprietário inerente às instalações de transferência (nos termos do art. 6º da Lei do Petróleo).

Para além disso, o §3º do art. 8º possibilita que, mesmo quando atendidos os critérios técnicos previstos na norma regulatória geral e abstrata, a ANP deixe de classificar determinado gasoduto como transporte, no caso concreto. Sugere-se que a Agência inclua previsão expressa na resolução de que, nessas hipóteses excepcionais, a instalação dutoviária continua sujeita à competência federal, tratando-se de uma dimensão específica do §1º do art. 3º da Nova Lei do Gás (dispositivo legal que outorga à ANP a competência para classificar dutos não enquadrados nas definições legais). Tratar-se-ia de mero esclarecimento daquilo que já consta em lei, direcionado à harmonização regulatória entre as esferas federal e estadual.

Ao prever as premissas para a referida excepcionalização, o inciso II do §3º faz menção aos projetos cuja influência se restringem exclusivamente ao “interesse local”. Em nossa visão, este não se confunde com o interesse local aplicado como fundamento constitucional para o desenho de competências e sua divisão entre os entes da Federação (em que, tradicionalmente, atribui-se o interesse nacional à União, o interesse regional aos Estados e o interesse local aos Municípios). Na verdade, a presença ou não desse aspecto no caso concreto deve ser utilizada pelo regulador federal para distinguir a categoria de transporte das demais categorias dutoviárias também sujeitas à regulação federal. Ao conferir os contornos concretos ao conceito indeterminado instituído pela lei, unicamente para os fins a que ele se destina, sugere-se que a norma regulatória federal também cuide de esclarecer essa interpretação.

Ademais, conforme exposto pela Abrace no workshop realizado pela ANP em 2023, exemplos internacionais de regulamentação de tais critérios técnicos para classificação deixam claros a natureza estruturante de uma infraestrutura de transporte, enquanto a distribuição se atém ao caráter local: “gasodutos que movimentam gás desde o sistema de transporte até os usuários finais”.

Da análise das normas de países como Portugal, Espanha e Argentina ressalta-se (i) a unanimidade quanto à adoção do critério técnico de pressão, e (ii) a associação do transporte a pressões mais elevadas e à verificação de aspectos estruturantes na instalação. A despeito disso, ressaltamos a necessidade de adaptação de tais parâmetros técnicos para (a) o desenho de competências particular traçado por nossa Constituição (o que justifica, por exemplo, o reconhecimento do art. 9º do Decreto nº 10.721/2021 quanto à competência estadual para permitir ou não a entrega direta do transporte a usuários finais), (b) a moldura legal aplicável (que, por exemplo, possibilita a existência

de gasodutos de transporte integrantes ou não de um sistema) e (c) a realidade técnica e operacional da nossa infraestrutura dutoviária atual.

Verifica-se que as normas estaduais utilizam conceitos indeterminados para definir o enquadramento como gasoduto de distribuição e, via de consequência, delimitar os limites de incidência de sua própria regulação e da atuação. A título de exemplo, o Ceará, o Rio Grande do Norte e São Paulo conferem às suas agências reguladoras a possibilidade de classificar como tal as instalações “consideradas de interesse para o serviço local de gás canalizado”. Devido à competência constitucional conferida aos Estados para exploração dos “serviços locais de gás canalizado” e à normatização do tema pelos entes estaduais, entende-se ser inafastável eventual margem de conflito normativo. Em nossa visão, contudo, o referido espaço de potencial conflito acaba sendo ampliado pela edição de normas abertas, que geram dificuldades de interpretação e aplicação e podem ocasionar arbitrariedades nos casos concretos. Assim, a minimização/redução de tais conflitos e a busca pela harmonia regulatória passam, necessariamente, pela definição de critérios objetivos pela ANP, no exercício de sua competência outorgada na forma da lei.

1.4. Considerando a necessidade de articulação com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, seria desejável a criação de um fórum de discussão, permanente ou não?

Entendemos como relevante a criação de um fórum de discussão permanente, que funcione como um Conselho Nacional do Gás Natural. Essa proposta, desenvolvida pelo Fórum do Gás, reflete a criação de um Conselho de adesão voluntária pelos estados, que visa integrar um fórum de discussão e interação frequente entre União, estados e agentes do setor, incluindo consumidores, para a elaboração e execução de diretrizes para harmonização regulatória.

A Nova Lei do Gás (14.134/2021) prevê em seu art. 45 a articulação entre os estados e o Distrito Federal para a harmonização e aperfeiçoamento das normas, inclusive em relação à regulação do consumidor livre. Para além, o decreto 10.712/2021, em seu art. 2º, inclui a definição de Pacto Nacional como:

“IX - Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural - acordo voluntário entre representantes da União, dos Estados e do Distrito Federal, que estipula a **cooperação federativa** para a efetivação das medidas necessárias para a **harmonização das regulações estaduais e federais** e para desenvolvimento do mercado de gás natural no País, e que contém a formalização de compromissos nas esferas nacional, estadual e distrital;”. (g.n.)

O decreto regulamentador da Nova Lei do Gás ainda vai além ao estipular no art. 27, a formação de redes de conhecimento coordenadas pelo MME e ANP com o objetivo de gerar, compartilhar e disseminar conhecimentos, além de formular propostas de padrões, políticas, guias e manuais, definindo a adesão voluntária.

Assim, a proposta do Fórum do Gás reflete a formação de um Órgão colegiado permanente, incumbido de formular, supervisionar e avaliar as políticas públicas das esferas federal e estadual. Este Conselho seria instituído de acordo com diretrizes formuladas pelo MME, e objetivaria a definição e orientação de medidas legais e

regulatórias destinadas a viabilizar o mercado de gás, priorizando a harmonização entre as competências da União e dos Estados, principalmente quanto às regras do mercado livre de gás.

As decisões seriam implementadas a partir da proposta das Comissões, integradas por agentes da indústria do gás natural, agências reguladoras e representantes do consumo para defesa dos interesses de toda a sociedade. E estas Comissões, por sua vez, tratariam individualmente de cada uma das atividades do mercado livre de gás natural como tema central de sua competência, sendo essas a) Acordo operacional, b) CUSD, c) TUSD, d) Comercialização, entre outros. Em complemento, as Comissões seriam responsáveis pela elaboração de relatório de avaliação de impacto, como resultado de consultas públicas acerca das questões técnicas e jurídicas que envolvem o tema a ser levado à pactuação e harmonização integrada.

Além disso, o Conselho Nacional do Gás Natural (fórum de discussão) seria responsável por elaborar diretivas de caráter orientativo, e recompensaria os estados que voluntariamente aderissem às medidas estipuladas. Isso é, a adoção das diretrizes estratégicas não seria obrigatória, mas sua violação ou contrariedade representaria motivo determinante para a abertura de disputas e recomendações a bem do mercado no âmbito do Conselho.

2.1. Quais são os aspectos que devem ser considerados para garantir a interoperabilidade (procedimento de rede) entre as redes de transporte de gás natural e de serviço local de gás canalizado? Desses aspectos, quais devem ser padronizados e por quê?

A interoperabilidade entre redes é fundamental para o adequado funcionamento de infraestruturas que operam de forma interdependente. Assim, para evitar dupla penalização na contratação dessas infraestruturas, é fundamental que o **código de interoperabilidade também abarque o sistema de distribuição em alguma medida**. O ponto de partida para que essa interoperabilidade aconteça é **estabelecer um modelo de Acordo Operacional** entre transportadoras e distribuidoras, tendo como base o código de interoperabilidade a ser aprovado pela ANP.

Desta forma, nesse processo de harmonização, poderia ser proposto um modelo de acordo operacional, de modo que represente um instrumento essencial para atribuir as responsabilidades operacionais aos agentes endereçados, que possuem efetiva gestão da rede, considerando o fluxo informacional entre os diversos segmentos da cadeia de gás, a fim de determinar critérios claros para os procedimentos operacionais, sobretudo no âmbito do mercado livre. Ou seja, vislumbra-se a construção de ferramenta que viabilize a interface operacional entre as malhas de transporte e distribuição, alocando de maneira clara as responsabilidades dos agentes, e, conseqüentemente, extinguir duplicidade de cobranças de penalidades sobre usuários livres.

Assim, entendemos que as diretrizes que devem nortear a elaboração do acordo operacional devem contemplar:

- 1) A definição clara e objetiva das responsabilidades dos agentes, no intuito de evitar transferência de obrigações operacionais a agentes sem qualquer poder de gestão operacional;
- 2) A determinação e critérios claros de alocação dos volumes nos mercados cativo e livre, com detalhamento para o usuário livre (coerência nas regras de programação e alocação);
- 3) A previsão de procedimentos de balanceamento das redes, uma vez que o Transportador representa figura primária no balanceamento da rede de distribuição, dada sua capacidade de linepack e instrumentos de balanceamento.;
- 4) A instituição de ferramenta que viabilize o fluxo informacional entre agentes da cadeia, promovendo a transparência operacional e acessibilidade aos agentes afetados às operações, resguardados o direito do sigilo comercial (plataforma com atualização instantânea de informações);
- 5) A garantia de tratamento isonômico entre agentes;
- 6) A previsão de mecanismos alternativos que minimizem conflitos operacionais; e
- 7) A participação das agências reguladoras federal e estadual, para garantir a efetividade das regras previstas.

Neste intuito, a Abrace compartilha em anexo proposta de minuta para abarcar o acordo operativo, a ser assinado entre os agentes distribuidores e transportadores. A elaboração de um modelo único visa a garantia da isonomia, e objetiva viabilizar a integração das redes no país. Assim, o Acordo Operacional busca expandir os conceitos hoje presentes no Plano Mútuo de Operação (PMO), instrumento hoje já praticado entre transportadores e distribuidoras.

2.2. Qual agente deve se responsabilizar pelas medições de qualidade e dos volumes entregues de gás natural na rede do serviço local de gás canalizado? Qual a justificativa?

A responsabilização das medições de qualidade dos volumes de gás natural entregues na rede de distribuição deve ser assumida pelo transportador. As diretrizes para comprovação e não conformidades devem ser endereçadas no acordo operacional. E neste contexto, compreendemos que cabe a ambos os agentes a realização da medição, ao cabo que a responsabilidade pela garantia de qualidade do gás é atribuída ao Transportador, de forma que o gás entregue na distribuição (*city gate*) atenda às especificações da Resolução ANP nº 16/2008, ou as que venham a substituí-la.

3.1. Para garantir a continuidade do abastecimento quais são os desafios e soluções propostas para a coordenação entre os agentes do setor e os órgãos estaduais e federais em situações de contingência? Quais os critérios para definição dos consumidores prioritários?

Entendemos como principal desafio a ausência de diretrizes amparadas por Análise de Impacto Regulatório (AIR). A carência de informações cruciais de mercado, como as condições operacionais e de uso das infraestruturas, bem como a metodologia de dimensionamento da demanda, impede uma avaliação conclusiva.

Contudo, reiteramos a necessidade de que a definição de diretrizes pelo CNPE seja precedida pela transparência de dados e por um amplo debate envolvendo todos os agentes da cadeia de gás natural, incluindo os consumidores industriais.

4.1 Quais são os principais critérios que devem ser atendidos para garantir que os contratos de concessão sejam eficientes, equilibrados e justos? Como esses critérios devem ser aplicados aos contratos de concessão vigentes, inclusive de forma a refletir o atual ambiente econômico, associado ao risco do negócio?

Os principais critérios para garantir que os contratos de concessão sejam eficientes, equilibrado e justos são:

- 1) A disponibilização, pelas concessionárias, de uma base de dados padronizada, em termos de custos operacionais, base de ativos e investimentos. Esta padronização permitiria identificar *benchmarks* para referenciar as demais, e estabelecer um critério claro para avaliação da eficiência.
- 2) A elaboração de critérios claros para a aprovação de novos investimentos, considerando o custo marginal da expansão. É relevante que sejam aprovados investimentos prudentes, a fim de que seja promovido um benefício sistêmico. Ou seja, investimentos devem ser aprovados caso amparados por uma estimativa de aumento de demanda, de forma que não ocasionem um aumento desproporcional na margem de distribuição. Hoje, as distribuidoras vêm apresentando robustos planos de investimentos que não são acompanhados de aumento de demanda. Consequentemente, anualmente enfrenta-se aumentos das margens de distribuição que chegam a 60%!
- 3) Definição de uma metodologia de estrutura tarifária, que efetivamente reflita o custo de atendimento, e não o custo do combustível alternativo – como acontece em muitos estados atualmente. Hoje, não existe qualquer clareza sobre a forma em que é definida a estrutura tarifária. Como exemplo, há vários casos em que o segmento termoeletrico tem uma tarifa 10x menor que a do segmento industrial que apresenta o mesmo nível de consumo de gás.

Além disso, cabe mencionar como relevantes as adequações dos seguintes pontos nos contratos de concessão presentes na maioria dos estados (RS, SC, MS, BA, SE, AL, PE, PB, RN e CE):

- 1) Substituição da Taxa de Remuneração padrão de 20% para a utilização do Custo de Capital (WACC), a fim de refletir a situação econômico-financeira atual e promover a eficiência.
- 2) Incorporação do fator x;
- 3) Utilização de 100% do volume projetado como denominador do cálculo tarifário, e não 80% conforme estipulado em contratos de concessão padrão;

- 4) Definição de percentuais de Depreciação considerando os grupos de ativos, não se limitando a 10 anos;
- 5) Remoção da remuneração de 20% sobre o OPEX e do Imposto de renda, o que incentiva a ineficiência da distribuidora.

5.1. Quais são as barreiras ou medidas que impedem ou dificultam a migração dos consumidores para o mercado livre, ou parcialmente livre, e seu retorno ao mercado cativo? Sugira quais regras práticas podem ser estabelecidas para facilitar a migração nesses casos.

De acordo com a experiência do Ranking do Mercado Livre (RELIVRE), apontamos abaixo as principais barreiras para a migração ao mercado livre, com possíveis soluções:

- 1) Volume mínimo de migração. A retirada de exigência de capacidade mínima para a migração contribui com o aumento e diversificação do número de clientes e com o consequente aumento da receita da concessionária, que terá uma otimização do aproveitamento de sua infraestrutura. Além disso, a supressão do volume mínimo gera maior competitividade do gás natural perante os demais combustíveis substitutos para agentes de pequeno porte, promovendo sua utilização sustentável como combustível renovável.
- 2) Prazo de aviso prévio. O cenário ideal seria da exclusão do prazo de aviso prévio, podendo o consumidor migrar a qualquer tempo, caso não gere ônus ao mercado cativo. Por isso, sugerimos a migração a qualquer tempo, mas que em caso de ônus comprovado ao mercado cativo, seja estabelecido prazo de 3 meses (90 dias) a contar da data da sinalização de intenção de migração. Importante desvincular a migração ao prazo contratual no mercado cativo.
- 3) A livre alocação de capacidades aos consumidores parcialmente livres, assim como a possibilidade de soma das capacidades para fins de cálculo da estrutura tarifária. A permissão da figura do consumidor parcialmente livre, por si só, não garante sua arbitrariedade para alocação das capacidades entre os mercados cativo e livre. Entendemos pertinente que a alocação fique a cargo do consumidor, para fins de otimização da gestão de portfólio, desde que este continue responsável pelo pagamento das penalidades correspondentes ao excesso ou falta de contratação nos mercados. E que o volume para o cálculo tarifário considere as contratações de ambos os mercados de forma cumulativa, uma vez que o cálculo da tarifa é em cascata e decrescente, e volumes maiores resultam em tarifas mais econômicas.
- 4) Estabelecimento de metodologia e publicação da tabela tarifária da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD é responsável pela remuneração do serviço de distribuição ao mercado livre. No entanto, seu cálculo deriva da margem de distribuição, descontados os Custos de Comercialização. Por isso, é necessária a publicação de metodologia que evidencie o cálculo da TUSD, e em complemento que não sejam cobrados encargos adicionais ao mercado livre.
- 5) A cobrança em duplicidade de Perdas. Algumas regulações estaduais preveem a cobrança de perdas do sistema. No entanto, esta componente já se encontra

- presente no cálculo da margem bruta, durante o processo de revisão tarifária, e por isso não deve ser cobrada em duplicidade dos consumidores livres.
- 6) Publicação com metodologia estabelecida em regulação da TUSD-E, direcionada aos consumidores livres com consumo em gasoduto específico e dedicado. A metodologia da TUSD-E deve considerar custos específicos de uma instalação, e deve ser pública e acessível para todos os usuários do sistema de distribuição.
 - 7) A previsão de Acordo Operacional, com o correto endereçamento de responsabilidades, e harmonizado com regras federais. Além disso, o acordo operacional deve contemplar regras sobre a qualidade do gás, nos termos indicados pela ANP, além de definir regras de compartilhamento de informações.
 - 8) A instituição e transparência do Contrato do Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que promova condições de flexibilidade, tanto na programação, em relação à quantidade contratada, quanto na apresentação de um modelo de CUSD Flexível, que vise o atendimento do mercado *spot* de curto prazo.
 - 9) A isonomia do CUSD com os contratos de fornecimento do mercado cativo, uma vez que o contrato direcionado ao mercado livre tende a ser mais rígido e impor custos adicionais para a migração.
 - 10) Deteminção de Shi por Pay com flexibilidade: 80% do *ship or pay* anual (capacidade mínima utilizada), a exemplo dos estados de AL e RJ, e a flexibilização da cobrança do erro de programação, a depender da capacidade ociosa da rede.
 - 11) Previsões de balanceamento no Transporte. Alguns contratos do mercado livre responsabilizam a concessionária pelo balanceamento do sistema. Porém, em linha com contribuições anteriores, reafirmamos a necessidade de centralizar o Transportador como agente responsável pelo balanceamento, uma vez que este conta com mecanismos que garantem maior flexibilidade operacional, a exemplo do *line pack* e da Plataforma de Balanceamento.
 - 12) Exclusão da penalização por capacidade excedente, uma vez que penaliza de forma duplicada a utilização de uma capacidade maior que a contratada (assim como na cobrança por erro/desvio de programação). Além do mais, a flexibilização na programação deve ser incentivada, uma vez que representa uma situação ganha-ganha. Isso é, a concessionária aumenta a receita por otimizar a movimentação do gás em seu sistema, e o consumidor aproveita das melhores condições de contratação no mercado de curto prazo.
 - 13) O tratamento de penalidades cobradas do consumidor livre, uma vez que não devem ser previstas penalidades em duplicidade por Capacidade Excedente e por Retirada de Gás da Concessionária. Conforme dito anteriormente, o balanceamento do sistema deve ser priorizado no Transporte, e somente casos excepcionais de injeção diretamente na rede de distribuição ocasionariam a retirada de gás da concessionária, que deve ser devidamente endereçada no CUSD. Por outro lado, a penalização por Capacidade Excedente é aplicada de maneira duplicada, uma vez que representa a cobrança pela utilização de capacidade a maior, de forma análoga à penalização de desvio/erro de programação.

- 14) A previsão de neutralidade de penalidades, com a devida segregação entre mercados cativo e livre. O mercado livre também paga por penalidades, que devem observar o princípio da neutralidade e retornar como modicidade tarifária aos consumidores livres.
- 15) Exigências adequadas aos Comercializadores, que em linha com contribuições anteriores, deveriam ter como imposição da agência reguladora estadual somente a apresentação de autorização da ANP. Ademais, o regulador estadual não deveria cobrar condições como o capital mínimo ou capacidade financeira, obrigações quanto a estrutura e funcionamento, necessidade de estabelecimento de filial, comprovação de lastro (volume), apresentação e controle de contratos de compra e venda firmados, cobrança da taxa de fiscalização, imposição de restrição para comercialização de volumes adicionais, obrigações quanto a situações de emergência e de contingenciamento, transferência de responsabilidade de qualidade do gás ao Comercializador, entre outros.
- 16) Efetiva separação das atividades de distribuição e comercialização, com independência total entre agentes.
- 17) Vedação de práticas de *self-dealing* (autonegociação).

5.2. Quais regras deveriam ser iguais e quais deveriam ser diferentes para os consumidores livres e cativos? Por quê?

Compreendemos que, do ponto de vista do serviço de movimentação de gás natural, os consumidores cativos e livres deveriam ter as mesmas regras aplicadas, a fim de garantir a isonomia de tratamento entre estes agentes. Uma proposta para garantir essa isonomia, seria o estabelecimento de CUSD para todos os usuários (acima de determinado porte). Dessa forma, o usuário cativo, além do CUSD, firmaria contrato de comercialização com a própria distribuidora.

Esse modelo ajuda na completa separação entre os serviços de Comercialização e de Distribuição, a exemplo do setor elétrico. A Aplicação do CCER (contrato de comercialização de energia regulado) no ambiente regulado do setor elétrico promove a efetiva separação entre contratos de Comercialização e o CUSD, promovendo a segregação entre disponibilidade e quantidade. De forma análoga, solicitamos a separação entre os contratos de Comercialização e Distribuição no mercado cativo de gás natural, de forma a separar o conceito de Capacidade e de Molécula (*commodity*), e aplicar um CUSD padronizado e isonômico entre os mercados cativo e livre. Assim, seria coibida a arbitragem da distribuidora de privilegiar o mercado cativo dentro do CUSD, ao flexibilizar certas condições nos Contratos de Fornecimento.

6.1. Os consumidores que não utilizam a rede de gasodutos do serviço local de gás canalizado devem pagar tarifa pelo serviço, de modo a evitar vantagens competitivas indevidas entre um agente conectado e outro não conectado, desde que a receita resultante seja destinada à modicidade tarifária do sistema?

O pagamento pelo serviço de movimentação de gás canalizado deve contemplar somente usuários atendidos pela distribuidora. Este entendimento pode ser corroborado pelo art. 2º da Lei 14.134/2021, conforme demonstrado abaixo:

“Art. 2º XVII - distribuição de gás canalizado: prestação dos serviços locais de **gás canalizado** consoante o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;” (g.n.)

Sobre este ponto, cabe destacar que as redes locais são caracterizadas por regiões que possuem usuários potenciais, mas que estão isoladas do sistema de distribuição. Por isso, visando este atendimento, a distribuidora pode contratar serviços de compressão e transporte rodoviário do gás natural até um ponto de recepção, desde que haja um plano de expansão efetivo e economicamente viável, que garanta a construção da rede de distribuição posteriormente, com vistas a promover o desenvolvimento da região.

Apesar disso, o fornecimento direto de GNC e GNL ao usuário final não deve ser contemplado no custo de distribuição, uma vez que representa uma forma alternativa de suprimento. Ou seja, tarifas devem ser cobradas somente daqueles agentes que efetivamente utilizado o serviço. Este se caracteriza como um meio alternativo ao dutoviário, e por dispensar a utilização da infraestrutura de distribuição não deveria incidir a margem tarifária, destinada a remunerar o serviço de distribuição. Além do mais, dada a ausência da prestação do serviço de distribuição, o suprimento direto via GNC e GNL não deveria estar sujeito às regras da regulação estadual aplicáveis ao gás canalizado. Essa modalidade de fornecimento direto representa, na verdade, uma importante forma de competição para o serviço de distribuição, com reflexos positivos na garantia da competitividade do mercado.

Em complemento, é relevante destacar que o Decreto nº 10.712/2021 prevê, em seu art. 9º, a possibilidade de o fornecimento do usuário ser dar pela retirada de gás diretamente do transporte, *in verbis*:

“Art. 9º A **conexão direta entre instalação de transporte e usuário final** de gás natural poderá ser realizada quando permitida pela norma estadual aplicável.” (g.n.)

Dessa maneira, é possível identificar formas alternativas de conectar os usuários às suas fontes de suprimento de gás natural, sem a necessidade de utilização das redes locais de distribuição. Tais alternativas representam soluções valiosas, à medida que promovem a competitividade, ampliam as opções de acesso ao insumo e resguardam os direitos dos consumidores, em consonância com os princípios estabelecidos pela Nova Lei do Gás.

6.2. A definição dos investimentos necessários para expansão do serviço local de gás canalizado deve passar, invariavelmente, por processo público e transparente. Como evitar que investimentos que não sejam, de fato, necessários à prestação do serviço sejam contabilizados?

Critérios de teste econômico devem ser levados em consideração para a aprovação de novos investimentos. Isso é, consideramos viável que novos investimentos

tenham sua aprovação condicionada à análise do custo marginal, de forma a assegurar a geração de um benefício sistêmico e promover ganhos de escala à concessão. Dessa forma, os critérios de teste econômico devem avaliar se haverá um incremento de demanda impulsionado pelo novo investimento, de forma que o valor da margem de distribuição diminua ou permaneça estável, em comparação ao valor calculado previamente à análise de inclusão ($M_i \leq M_0$)¹.

Adicionalmente, também é necessário garantir transparência acerca da condição operacional atual da infraestrutura existente, informação crucial para fundamentar decisões de investimento. Similarmente, o conhecimento detalhado do mercado da distribuidora é essencial e carece de maior clareza. Dados anteriormente divulgados pela Abegás, como a extensão da rede de distribuição, o número de clientes e o volume comercializado por segmento em cada concessionária estadual, eram muito relevantes para realização de comparativos de *benchmarks*, inclusive com empresas internacionais, a fim de determinar os níveis de eficiência do serviço prestado. Portanto, reiteramos a importância da disponibilização constante e atualizada desses dados para orientar as projeções de investimentos no setor.

Fora isso, é crucial analisar a relação entre a depreciação dos ativos existentes e a necessidade de novos investimentos. Em um regime regulado de concessão de gás natural, a aprovação de investimentos superiores à depreciação somente se justifica mediante um aumento da demanda. Essa análise alinha-se com a avaliação do benefício sistêmico, onde a concessionária deve priorizar investimentos que promovam modicidade, evitando que o valor da margem de distribuição comprometa a competitividade do gás natural frente aos combustíveis substitutos. A margem de distribuição deve ser economicamente viável. Contudo, observamos nos ciclos tarifários das concessionárias um aumento constante da margem em base real (acima da variação inflacionária), inclusive com retração da demanda. Essa tendência sugere a aprovação de investimentos inadequados e ineficientes. Urge que a agência reguladora exerça rigorosa supervisão sobre a base de ativos e os investimentos propostos, prevenindo o ciclo vicioso da "espiral da morte". Nesse cenário, investimentos excessivos inflacionam a base de ativos, elevam a margem de distribuição, reduzem a competitividade do gás natural, incentivam a saída de consumidores e, conseqüentemente, diminuem ainda mais a demanda, pressionando por aumentos adicionais da margem em ciclos futuros. Portanto, a avaliação de investimentos requer extrema prudência e análise criteriosa.

Por fim, no que concerne ao Plano Integrado de Infraestruturas, recentemente em consulta pública pela EPE, ressaltamos a importância da inclusão das concessionárias de gás canalizado na análise sistêmica. Em outras palavras, os investimentos na distribuição devem ser coordenados com aqueles realizados nas demais infraestruturas do setor de gás natural, promovendo uma integração que assegure a aprovação dos investimentos mais viáveis e que beneficiem o maior número possível de consumidores.

7.1. Sobre penalidades no serviço local de gás canalizado, quais são os principais problemas observados e quais as propostas de solução?

¹ M_i = Margem com investimento;
 M_0 = Margem inicialmente proposta.

Entendemos que a principal questão que concerne as penalidades no serviço local de gás canalizado reside na ausência de regulamentação específica na maioria dos estados. Atualmente, São Paulo se destaca como o único estado a regulamentar o mecanismo de conta gráfica de penalidades, por meio da Deliberação ARSESP 1.056/2020, observando os princípios da neutralidade e do retorno das receitas de penalidades para a modicidade tarifária. Contudo, a regulamentação no estado de São Paulo ainda apresenta limitações, uma vez que restringe a contabilização da conta gráfica de penalidades ao mercado cativo.

Em alguns estados brasileiros, como Pernambuco, Paraná, Minas Gerais e Santa Catarina, mesmo sem regulamentação formal, parcelas referentes ao Preço do Gás de Ultrapassagem (PGU), Encargo de Capacidade (EC) e Encargo Adicional de Transporte (EAT) são consideradas como penalidades ou encargos na conta gráfica do mercado cativo. Contudo, observa-se uma falta de transparência significativa, tanto na metodologia de contabilização dessas parcelas quanto na forma como são computados esses elementos, frequentemente apresentados de maneira agregada e pouco compreensível. Idealmente, a conta gráfica deveria ser, primeiramente, segregada entre os mercados cativo e livre, contabilizando-se as receitas e despesas de penalidades específicas para cada mercado. Adicionalmente, as informações deveriam ser apuradas e apresentadas de forma clara e transparente, com a devida discriminação entre PGU e EC, bem como entre as receitas (valores cobrados dos consumidores) e as despesas (valores pagos aos supridores/transportadores). Dessa forma, o repasse da parcela de recuperação da conta gráfica de penalidades, com o objetivo de garantir a modicidade tarifária, seria transparente, proporcionando ao consumidor uma visão clara sobre a gestão do portfólio de contratações realizada pela concessionária no mercado cativo, bem como da utilização da capacidade no sistema de distribuição no mercado livre.

A regulamentação da neutralidade de penalidades no mercado livre se mostra relevante uma vez que existem previsões, nos CUSDs da cobrança de penalidades, como aquelas decorrentes de utilização da capacidade excedente, erro/desvio de programação e o mecanismo de *ship or pay* (capacidade mínima utilizada). Nesse contexto, argumentamos que, uma vez que a cobrança de penalidades não constitui o objeto primário do contrato de concessão, mas sim um instrumento acessório à operação do sistema, o retorno integral de qualquer receita proveniente dessas cobranças como modicidade tarifária torna-se imperativo. Essa medida garante que as penalidades não se transformem em fonte de receita adicional para a concessionária, alinhando-se ao princípio da modicidade tarifária que deve reger os serviços públicos concedidos.

Ademais, os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) em diversos estados brasileiros apresentam inconsistências que merecem atenção. Destacamos a cobrança de Capacidade Excedente, que impõe penalizações duplicadas pela utilização de capacidade superior à contratada (em adição à penalidade por erro/desvio de programação), a penalização pela retirada de gás da concessionária, considerada indevida, uma vez que o balanceamento no mercado livre é responsabilidade do Transportador, e a cobrança pelo Erro de programação. Considerando que a construção da rede de distribuição foi amparada pela premissa de demanda máxima,

contemplamos na cobrança de erro de programação ao mercado livre uma medida de desincentivo para a migração. Informações de mercado sugerem que os gasodutos de distribuição apresentam grande capacidade ociosa. Dessa forma, a flexibilização das condições de programação no mercado livre seria favorável para os consumidores, que poderiam aproveitar das condições mais competitivas de contratação no curto prazo, assim como da concessionária, que obteria maior receita pela movimentação do gás, otimizando a utilização da rede. Assim, solicitamos que a negativa de aceite de programações a maior seja vinculada à apresentação de justificativa técnico-operacional.

Nesse sentido, e em consonância com as contribuições anteriores, propomos a adoção de um CUSD padronizado em todos os estados, que seja menos punitivo e elimine as penalizações indevidas e duplicadas de capacidade excedente e retirada de gás da concessionária, seguindo as melhores práticas do mercado, a exemplo do estado do Rio de Janeiro. Alinhado a esse padrão, sugerimos também a flexibilização dos limites de erro de programação, a depender da capacidade ociosa da rede, bem como a consideração de uma utilização mínima de 80% da capacidade contratada, calculada anualmente. Em anexo, apresentamos a proposta de CUSD padrão da ABRACE para apreciação.

8.1. Visando transparência, quais informações devem ser disponibilizadas publicamente e periodicamente pelas concessionárias do serviço local de gás canalizado, pelas agências reguladoras estaduais e pela ANP, considerando o interesse do consumidor e demais agentes que desejam, ou precisam, acompanhar a demanda nacional por gás natural?

Em consonância com as considerações anteriores, reiteramos a imprescindibilidade da transparência das informações relativas à capacidade operacional das infraestruturas existentes, discriminando a capacidade técnica total, a capacidade disponível e a capacidade ociosa.

Ademais, considerando a nova dinâmica do mercado de gás natural, torna-se igualmente relevante a divulgação transparente das operações realizadas no mercado *spot* pelas concessionárias. Complementarmente, solicitamos a disponibilização de dados que evidenciem a dimensão dos mercados cativo e livre, para fins comparativos, com a possível segregação do número de consumidores livres por estado.

A disponibilização periódica (ao menos trimestral) dos dados de mercado das concessionárias, abrangendo a extensão da rede, o número de consumidores e o volume distribuído por segmento – informações anteriormente fornecidas pela Abegás –, é de suma importância para o acompanhamento efetivo da evolução do mercado das distribuidoras, e deve ser retomada.

Ademais, defendemos a publicação mensal, pela agência reguladora e após o devido processo de fiscalização, da conta gráfica de molécula e transporte, bem como da conta gráfica de penalidades para os mercados cativo e livre, visando garantir maior previsibilidade aos agentes.

Por fim, consideramos essencial a continuidade da divulgação dos dados do Ministério de Minas e Energia (MME) por meio do Boletim Mensal de Acompanhamento

da Indústria de Gás Natural, que apresenta informações cruciais sobre produção bruta e líquida, reinjeção, absorção, importação, demanda por segmento de mercado e por distribuidora, o balanço da malha integrada e os preços praticados. Nesse relatório, seria de grande valia a inclusão dos preços do mercado livre.

As sugestões acima não incorporam a publicidade das informações dos processos de revisão tarifária, que devem obedecer o rito próprio, com ampla publicidade dos dados.

9.1. No âmbito das obrigações tributárias e de registro dos comercializadores perante as secretarias estaduais de fazenda, quais são os principais problemas observados e quais as propostas de solução?

No que concerne ao registro de comercializadores, identificamos um entrave significativo na inadequação da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE). A inexistência de um código específico para a comercialização de gás natural acarreta um processo burocrático e lento. Embora a Secretaria da Fazenda (SEFAZ) frequentemente classifique essas empresas como "distribuidoras de combustível", essa categorização não reflete a natureza da atividade de comercialização de gás, que opera essencialmente como uma *trading*, focada na administração de contratos e na gestão de portfólio.

Essa falta de um CNAE apropriado gera inconsistências e dificuldades no âmbito fiscal e regulatório, impactando a eficiência do registro e, conseqüentemente, o ritmo da migração de consumidores. A criação de um CNAE dedicado à comercialização de gás natural simplificaria os procedimentos, conferiria maior clareza à atividade e, por conseguinte, estimularia um ambiente mais favorável à expansão do mercado livre de gás.

Além da criação de um CNAE específico para comercialização de gás natural, seria importante articular uma padronização das regras fiscais nos estados. Hoje, há divergência sobre como classificar essas operações, o que gera insegurança para o consumidor na contratação. Isso reduziria o risco jurídico e daria mais agilidade ao processo de migração.

Outro ponto que onera e complexifica desnecessariamente a atuação dos comercializadores é a exigência de autorização da ANP para a abertura de cada filial. Essa prática se mostra incongruente com a lógica de autorização da agência federal, que concede a licença à empresa para exercer a atividade de comercialização como um todo, e não individualmente para cada estabelecimento. Essa exigência adicional impõe um ônus administrativo desproporcional e torna o processo de expansão das operações pouco eficiente.

Por fim, sob a ótica do consumidor livre, cabe mencionar uma ineficiência tributária em relação à cobrança do Imposto Sobre Serviço (ISS) no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que possui ponto de entrega e de recepção no mesmo município. Compreendemos que a tributação mais adequada seria o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), em consonância com o tratamento tributário dispensado às demais operações com gás natural. Adicionalmente, a adoção de uma alíquota única de ICMS em âmbito nacional simplificaria significativamente as

operações interestaduais, promovendo um processo mais ágil e eficiente. Neste contexto também sabe destacar a relevância na garantia da isonomia, uma vez que alguns estados aplicam sobre o Contrato de Fornecimento uma alíquota de ICMS reduzida, mas não sobre o CUSD, favorecendo as condições do mercado cativo, uma vez que promove um tratamento tributário distinto entre a margem e a TUSD.

10.1. Como integrar o planejamento das infraestruturas dos serviços locais de gás canalizado com o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (Art. 6º-A do Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024), inclusive em relação ao biometano?

Seria interessante que o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano abrangesse a análise da distribuição de gás natural. Considerando que o Plano Integrado já mapeia a demanda das CDLs para projeção de cenários, seria pertinente que a EPE e o MME também contemplassem a expansão das infraestruturas dos serviços locais nesse plano. Essa inclusão proporcionaria um cenário ainda mais integrado e otimizado, tendo em vista a inclusão das perspectivas de oferta e demanda do biometano, que tem a característica de ter a produção mais pulverizada. Assim, a análise da EPE, deveria considerar as infraestruturas existentes, tanto de transporte como distribuição, para conectar a oferta de biometano tendo em vista as informações declaradas pelos agentes.

Nesse sentido, um cenário ideal de integração envolveria o encaminhamento dos planos de investimento das CDLs à EPE. Isso permitiria que os critérios de aprovação, criteriosamente desenvolvidos pela empresa de pesquisa energética, fossem aplicados de maneira padronizada entre os estados, inclusive sobre aspectos de aprovação de novos investimentos e da base de ativos. Consequentemente, os efeitos do Decreto nº 12.153/2024, sentidos no cálculo tarifário do SIE (Sistema Integrado de Escoamento) e SIP (Sistema Integrado de Processamento) e nas tarifas de transporte – atualmente em discussão e aprimoramento –, poderiam ser utilizados como referência para a distribuição. Essa análise integrada impulsionaria a regulação estadual das concessões de distribuição de gás a estabelecer tarifas de distribuição mais eficientes e módicas, com investimentos alinhados à realidade do mercado e às expectativas de crescimento econômico e industrial do país.

11.1. O desenvolvimento do mercado de gás natural por modais alternativos ao dutoviário prejudica a expansão da malha do serviço local de gás canalizado? Deve ser cobrada margem de distribuição do serviço local de gás canalizado no atendimento a consumidores por modais alternativos ao dutoviário? Por quê?

O desenvolvimento do mercado de gás por modais alternativos ao dutoviário não prejudica a expansão da malha de distribuição, uma vez que os modais alternativos visam, em grande parte, o atendimento a locais que não podem ser atendidos pela rede de gasodutos, e que não representam uma demanda relevante ou suficiente para a construção de nova infraestrutura – considerando que novos investimentos devem ser aprovados quando assegurada a geração de um benefício sistêmico. O duto de gás

natural é uma infraestrutura que possui suas especificidades, como escala e escopo. E o usuário pode optar pela utilização de modais alternativos, caso os serviços locais não atendam suas necessidades ou até mesmo expectativas de preço.

Isso ocorre porque os modais alternativos representam uma opção de suprimento adicional, competindo com o serviço local de gás canalizado. Dessa forma, em consonância com as contribuições anteriores, reiteramos o entendimento de que clientes atendidos diretamente pelo fornecimento de GNL e GNC não devem arcar com a margem de distribuição, visto que não utilizam esse serviço e não possuem vínculo com a atividade da concessionária local. O transporte rodoviário, incluindo o GLP, configura uma fonte competitiva, incentivando a regulação estadual a estabelecer tarifas de distribuição eficientes. Em outras palavras, caso o serviço da concessionária seja ineficiente ou não supra suas necessidades específicas, o usuário tem o direito de contratar o fornecimento de gás por outros meios.

Neste contexto, cabe ainda avaliar a possibilidade de conexão direta de instalações de GNC e GNL à malha de transporte de gás natural, conforme evidenciado pelo art. 8º do Decreto 10.712/2021, *in verbis*:

“Art. 8º § 2º Desde que atendidos os critérios técnicos de que trata o inciso VI do caput do art. 7º da Lei nº 14.134, de 2021, os gasodutos que tenham por finalidade conectar instalações de GNC ou GNL a outro gasoduto de transporte de gás natural **deverão ser considerados gasodutos de transporte.**” (g.n.)

Tal dispositivo reforça a viabilidade regulatória da conexão direta de supridores de GNC ou GNL à infraestrutura de transporte, sem a necessidade de utilização do sistema de distribuição. Nesse contexto, é importante ressaltar que a ausência de cobrança da tarifa de distribuição nesses casos não configura vantagem competitiva indevida, pois decorre do princípio da contraprestação: o consumidor deve remunerar apenas os serviços que efetivamente utiliza. O pagamento da tarifa de distribuição é, portanto, cabível exclusivamente quando há uso da infraestrutura de distribuição local, conforme os marcos legais vigentes.

Dessa forma, a cobrança da margem de distribuição não se justifica para consumidores atendidos por modais não dutoviários, como GNC e GNL, uma vez que esses não utilizam a infraestrutura da rede local e se inserem em um ambiente concorrencial.

Ainda assim, é fundamental o aprimoramento da regulação estadual sobre as redes locais, de modo a permitir a viabilidade técnica e econômica de conexões em áreas remotas ou com demanda incipiente. Isso contribuirá para a expansão eficiente do sistema de distribuição, sempre que tal expansão for vantajosa tanto para os consumidores quanto para a sustentabilidade do sistema como um todo.