

Tomada Pública de Contribuições sobre a Harmonização Regulatória do Setor de Gás Natural

<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-n-1/2025-snpqb-625631332>

Questionário <https://www.gov.br/participamaisbrasil/tomada-publica-de-contribuicoes-harmonizacao-regulatoria-do-setor-de-gas-natural1>

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?

Como é do conhecimento de todos, a competência e as atribuições referentes à regulação federal e estadual, no que diz respeito ao gás natural, são definidas na Constituição Federal (União: art. 20, IX; art. 22, IV; art. 22, XII; art. 176; art. 177, I e IV e Estados: art. 25, §2º). Em decorrência disso, a Nova Lei do Gás (Lei Federal nº 14.134/2021) estabelece, expressamente, a competência federal para dispor sobre todas as atividades (escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural) exceto à distribuição do gás nos estados.

A necessidade de harmonização entre as regulações estaduais e federal no mercado de gás natural no Brasil está relacionada ao objetivo de promover segurança jurídica, previsibilidade, eficiência econômica e maior integração do mercado.

Neste sentido, o RELIVRE entende que os aspectos e termos a seguir listados podem ser ainda mais bem definidos/esclarecidos de modo a afastar, de forma inequívoca, eventuais questionamentos em relação aos limites de competências entre as regulações estadual e federal. São eles:

i. Definição de atividades reguladas:

- **Distribuição de gás natural:** Clarificar o que constitui distribuição (competência estadual) versus transporte (competência federal), especialmente em relação à infraestrutura de dutos que atravessam estados.
- **Comercialização:** Necessidade de afirmar a comercialização como uma atividade de competência da regulação federal. É muito comum que regulações estaduais “invadam” o tema, assumindo prerrogativas que cabem à ANP.

Neste contexto, diversos estados brasileiros (como SP, PR, MG, ES, entre outros) impõem exigências adicionais aos agentes comercializadores, que perpassam a apresentação da autorização do órgão regulador federal (a qual resulta no cumprimento de uma série de requisitos e condicionantes, frise-se), o que aumenta os custos de transação, inclusive porque essas regras são distintas em cada estado. Como exemplos, citamos (i) a necessidade de comprovação de lastro (volume), (ii) instituição de filial no estado, (iii) apresentação de razão social, (iv) cobrança da taxa de regulação e fiscalização, (v) endereçamento de responsabilidade pela qualidade do gás, entre outras exigências, que comprometem o processo de autorização ao torná-lo mais moroso, burocrático e custoso.

- Autorização das atividades de acondicionamento e movimentação de gás natural liquefeito (GNL) e comprimido (GNC) a granel por modais alternativos aos dutos: o RELIVRE entende que cabe à ANP regular a autorização destas atividades, conforme a legislação constitucional e infraconstitucional aplicável, inclusive a RANP nº 971/2024 e nº 973/2024.

Em termos práticos, mesmo que se desconsidere a ilegalidade, o que admitimos para argumentar, as exigências dos reguladores estaduais poderiam entravar o desenvolvimento dessa modalidade nos estados ao criar obstáculos à livre circulação do GNL/GNC, ou ao transferir indevidamente custos operacionais relacionados à tarifa de distribuição.

ii. Infraestrutura

Classificação de gasodutos: estabelecer critérios claros para diferenciar gasodutos de transporte e de distribuição que considere todos os aspectos que envolvem o tema (devem ser consideradas características que vão além de critérios técnicos, como pressão, expansão e diâmetro, para a classificação dos gasodutos de transporte, de modo a incluir a eficiência global das redes).

iii. Tarifas e penalidades

- Determinar como tarifas estaduais e federais interagem, especialmente em relação ao impacto cumulativo sobre os consumidores finais, inclusive envolvendo penalidades.

iv. Diretrizes contratuais

- Prazos e condições de fornecimento: uniformizar regras sobre a padronização de contratos, incluindo penalidades e cláusulas de flexibilidade.
- Resolução de conflitos: atribuir maior clareza sobre como conflitos entre estados e a União devem ser resolvidos.

v. Integração regulatória

- Coordenação entre ANP e agências estaduais: Formalizar mecanismos de cooperação para evitar sobreposições regulatórias.
- Processos de consulta pública: harmonizar prazos e formatos para consultas e audiências públicas a fim de garantir maior transparência e previsibilidade.

Tais recomendações exigem diálogo e cooperação entre os entes federativos e os agentes do setor, além de análises criteriosas das legislações aplicáveis e do atual estágio de maturidade do mercado brasileiro.

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

Tendo como base os artigos artigo 25, § 2º, artigo 21, XI, e artigo 177 da Constituição Federal de 1988, é possível delimitar os serviços que integram o serviço local de gás canalizado executado exclusivamente pela concessionária de acordo com o seu contrato de concessão e legislação vigente é aquele que contempla a movimentação e a comercialização do gás natural canalizado no mercado cativo, além da movimentação (sem comercialização) do gás natural canalizado para os usuários do mercado livre.

Em relação ao serviço de distribuição, são contempladas atividades de O&M, manutenção e expansão de redes de distribuição local, ligação de novos consumidores, medições de consumo, cobrança e faturamento, atendimento ao consumidor e manutenção e segurança da rede local, objetivando a garantia de segurança, eficiência, regularidade, continuidade e modicidade tarifária para os usuários.

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

O artigo 3º da Lei Federal nº 14.134/2021¹ estabelece expressamente que a classificação dos dutos de transporte de gás natural é de competência da ANP. Por diferença ou exclusão, ficam definidos os dutos de distribuição. Isso se justifica uma vez que há um interesse público evidente em garantir um tratamento uniforme ao assunto e afastar a insegurança de cada estado estabelecer, de forma autônoma e independente, a sua definição sobre gasodutos de distribuição.

¹ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm

Nesta medida, entendemos inequívoco o enquadramento dos dutos como de responsabilidade da regulação federal devendo considerar critérios técnicos, operacionais, regulatórios e jurídicos, alinhados às disposições da Constituição Federal e demais dispositivos jurídicos.

Além disso, o entendimento da ANP é que o caráter estruturante do transporte deve ser priorizado, a fim de garantir a formação de um mercado de gás natural competitivo, líquido e flexível a nível nacional. Isso é, conforme previsão do decreto regulamentador da Nova Lei do Gás (10.712/2021), devem ser consideradas características que vão além de critérios técnicos (pressão, expansão e diâmetro) para a classificação dos gasodutos de transporte, para incluir a eficiência global das redes.

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 que todas as iniciativas em prol do diálogo, transparência, cooperação e aperfeiçoamento referentes às normas do gás natural são bem-vindas, desde que sejam abertas a participação de todos os interessados.

A experiência de mais de três anos do RELIVRE - ferramenta voltada para o acompanhamento das evoluções regulatórias sobre o mercado livre de gás natural nos estados - é rica no sentido de identificação de convergências que, se devidamente expostas e discutidas, produzem excelentes resultados a depender do interesse e grau de maturidade do mercado.

Assim, entendemos que pode ser válida a criação de um fórum de discussão permanente, conforme previsão do art. 45 da Nova Lei do Gás (14.134/2021) e do art. 2º do Decreto nº 10.712/2021, que institui o Pacto Nacional. Dessa forma, através da cooperação federativa, seria objetivada a harmonização das regulações estaduais e federais, principalmente em relação às regras do mercado livre de gás natural, promovendo discussões entre agentes do setor para determinação de diretivas de caráter orientativo.

Por outro lado, entendemos que já existe material para se avançar no tema e, desta forma, a criação de um fórum não deve, de nenhuma forma, “travar” o andamento das atividades voltadas para a articulação entre os Estados e a União.

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?

Entendemos que os aspectos que garantirão a interoperabilidade entre as redes de transporte e distribuição deverão constar de um acordo operacional o qual, na prática, está sendo discutido entre os agentes envolvidos para, na sequência, ser aprovado pelos órgãos reguladores federal e estadual envolvido.

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.

Neste âmbito, entendemos que os aspectos que devem ser minimamente considerados para garantir a interoperabilidade entre as redes de transporte de gás natural e de serviço local de gás canalizado são: (i) as condições de entrega (pressão, vazão e temperatura), que atendam aos requisitos físicos do sistema de distribuição; em casos de intercorrências no sistema de transporte, (ii) o Plano de Contingência, elaborado pelos transportadores, que deve determinar as alternativas e prioridades de suprimento de gás natural; bem como (iii) o estabelecimento de um fluxo de informações acerca de volumes programados e realizados, especialmente em pontos de entrega compartilhados, o que permitirá a correta alocação comercial entre os agentes. Os itens (ii) e (iii) devem ser padronizados.

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? 5000 caracteres

O comercializador de gás natural não possui controle direto sobre a qualidade do gás que comercializa, assim entendemos que essa responsabilidade é do transportador, que, conforme as regulamentações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), tem a obrigação de impedir o ingresso na rede de gás natural que não atenda aos padrões de qualidade estabelecidos.

Novamente: em nossa visão, a celebração de um acordo operacional que envolva o transportador e as distribuidoras de gás canalizado se apresenta como uma medida importante no sentido de mitigar eventuais problemas relacionados à qualidade do gás. O acordo operacional deverá estabelecer

mecanismos claros de monitoramento e gestão, garantindo parâmetros de segurança e conformidade com as exigências regulatórias.

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?

Em relação aos principais desafios, pontuamos a ausência de diretrizes amparadas por Análise de Impacto Regulatório (AIR), e a carência de informações de mercado como as condições operacionais e de uso das infraestruturas existentes, dimensionamento da demanda, entre outros. Assim, a definição de diretrizes pelo CNPE deve ser precedida da transparência dos dados e de um amplo debate, envolvendo todos os agentes da cadeia de gás natural.

A despeito disso, a Lei 14.134/2021, em seu art. 34, estabelece que os transportadores, em conjunto com os carregadores, deverão elaborar Plano de Contingência para o suprimento de gás natural, consoante diretrizes do CNPE, e submetê-lo à aprovação da ANP.

Os aspectos relacionados ao Plano de Contingência estão sendo discutidos entre Conselho de Usuários (CdU) e empresas de transporte, via ATGÁS, para, na sequência, serem encaminhados para a aprovação dos órgãos competentes.

Por fim, em um cenário com múltiplos agentes, torna-se crucial estabelecer regras claras e objetivas sobre os consumos prioritários e critérios para a distribuição de eventuais reduções na oferta de gás. Esse planejamento prévio é indispensável, pois, em situações de contingência, geralmente não há tempo suficiente para buscar consenso sobre os consumos que precisarão ser reduzidos.

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? 5000 caracteres

Regras claras e objetivas com foco na (i) modicidade tarifária; (ii) remuneração adequada dos custos de infraestrutura; (iii) aperfeiçoamento dos critérios que determinam a depreciação dos ativos associados ao segmento de distribuição; (iv) taxa de retorno justa ao prestador de serviço; (v) mecanismos de controle

do cálculo tarifário; (vi) características específicas do mercado ou zona; e (vii) mecanismos de reajuste ou revisão tarifária, com as respectivas metodologias.

Também é importante que sejam revisados, no âmbito dos contratos de concessão vigentes, eventuais dispositivos que extrapolam a competência dos estados.

Para garantir a incidência de tais critérios aos contratos celebrados, é possível que as partes contratantes celebrem aditivos contratuais a partir do acordo entre as partes envolvidas.

Também seria relevante a disponibilização, pelas concessionárias, de base de dados padronizada, em termos de custos operacionais e investimentos, para definição de *benchmarks* e estabelecimento de critérios de eficiência. E que a aprovação de novos investimentos fosse vinculada à geração de um benefício sistêmico, de forma a considerar o impacto sobre o custo marginal.

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.

Ainda que se tenha observado uma evolução importante em diversos estados no Brasil, há diversos aspectos regulatórios que podem configurar entraves para o desenvolvimento de um mercado livre de gás natural.

Alguns exemplos importantes já citados são: exigência de volume mínimo de consumo para migração, cobrança de taxa de fiscalização ao comercializador, restrição a soma de volumes de consumo de um mesmo CNPJ (ex.: complexos industriais), a exigência de prazos de avisos prévios de migração para o mercado livre, a não existência da figura do consumidor parcialmente livre e ainda a falta de previsão de um Acordo Operacional no estado.

Também cabe mencionar a necessidade de aprimoramento do modelo do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), de forma a contemplar 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. O CUSD deve ser isonômico com o contrato de fornecimento direcionado ao mercado cativo, sem a incidência de penalizações adicionais, a exemplo da cobrança da capacidade excedente e da retirada de gás da concessionária. Adicionalmente, deve ser incluída a previsão de neutralidade de penalidades, além da segregação entre mercados cativo e livre.

Outro ponto que exige regras claras, com metodologia definida e transparência refere-se às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que devem desconsiderar a cobrança de custos de comercialização, além da TUSD-E,

direcionada a gasodutos específicos e dedicados, que deve considerar custos específicos de uma instalação.

O Transportador deve constar como agente responsável pelo balanceamento do sistema, uma vez que conta com mecanismos que garantem maior flexibilidade operacional. E deve haver previsão da efetiva separação das atividades de distribuição e comercialização, além da vedação de práticas de *self-dealing*.

Assim, a flexibilização dessas restrições tende a proporcionar um ambiente mais dinâmico e competitivo para a comercialização de gás natural.

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

Para assegurar isonomia, o RELIVRE defende a separação entre os conceitos de comercialização (molécula) e distribuição (capacidade) no mercado cativo, a fim de que seja aplicado um contrato padrão de CUSD universal a ambos os mercados. A aplicação de um CUSD padrão e isonômico entre consumidores cativos e livres coibiria, inclusive, que privilégios a certos usuários em detrimento dos demais, como percebido com a flexibilização de certas condições no contrato de fornecimento.

Com relação aos consumidores livres, a tarifa a ser paga pelo uso da malha da distribuidora deve ser a mesma paga pelos usuários do segmento cativo, com o abatimento dos seguintes custos:

- i. Gestão de aquisição de gás natural e de contratação de serviço de transporte, incluindo as penalidades impostas nos contratos e compra e venda de gás firmados entre a distribuidora e supridor(es) e transportador(es) de gás natural.
- ii. Comunicação e marketing.
- iii. Despesas de pessoal da diretoria comercial.
- iv. Despesas de pessoal do centro de custo de suprimento de gás natural.
- v. despesas jurídicas relacionadas com a comercialização e ativos utilizados especificamente para este fim.
- vi. custos relacionados aos ativos usados para o desenvolvimento da atividade de comercialização.

Porém, quando os consumidores são atendidos por gasodutos dedicados, ou seja, não fazem uso da malha da distribuidora, sendo atendidos, por exemplo, por gasodutos conectados diretamente ao transporte de gás, a uma UPGN, ou a um terminal de GNL, deve haver uma tarifa específica (TUSD-E ou TMOV-E), considerando apenas os custos de operação e manutenção desse gasoduto

dedicado, e o investimento, caso a distribuidora tenha construído o duto, conforme determinado pela Lei do Gás (Artigo 29 da Lei 14.134/2021).

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?

É importante que as tarifas reflitam adequadamente e unicamente os serviços prestados, evitando o recebimento de receitas indevidas pela distribuidora.

Um consumidor conectado à malha da distribuidora deve pagar a mesma tarifa aprovada para a concessionária para o mercado regulado, enquanto o consumidor atendido por gasoduto dedicado, conectado diretamente a uma fonte de suprimento de gás (gasoduto de transporte, UPGN ou terminal de GNL, por exemplo) deve pagar uma tarifa específica (TUSD-E ou TMOV-E), conforme estabelecido no Art. 29 da Lei 14.134/2021.

Não há qualquer vantagem competitiva indevida neste tratamento diferenciado aos agentes atendidos por gasoduto dedicado, sendo que a tarifa específica encontra amparo no art. 29 da Lei do Gás, ao mencionar o princípio da especificidade da instalação,

Conforme exposto anteriormente, a conexão de um agente, a depender de seu porte de consumo, deve ser precedida de um estudo de mínimo custo global para estabelecer o seu ponto de conexão, da mesma forma como ocorre no setor elétrico (Decreto nº 5.597/2005). O serviço local de gás canalizado não deve ser obrigatório, mas sim uma opção para o usuário. O estudo de mínimo custo vai indicar o melhor ponto de conexão, no transporte de gás natural, direto em uma UPGN ou em um terminal de GNL ou, até mesmo na distribuidora, se esta for a opção otimizada. Por outro lado, um agente não deveria obrigatoriamente ser atendido por uma distribuidora, simplesmente porque se encontra geograficamente dentro da área dessa distribuidora, se essa não for a solução mais eficiente economicamente.

O serviço de distribuição deve contemplar somente usuários atendidos pela concessionária de gás canalizado. 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.)

Importante ressaltar que o fornecimento direto de GNC e GNL ao usuário final não deveria ser contemplado no custo de distribuição, uma vez que representa uma forma alternativa de suprimento e dispensa a utilização da infraestrutura de distribuição. 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.

Para mais, 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, o que corrobora a concepção de alternativas divergentes para conexão dos usuários, que perpassam a utilização do sistema de distribuição, e sobre as quais não deveria haver a incidência da cobrança da margem de distribuição.

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?

O planejamento dos investimentos deve ter como base planos detalhados apresentados pelos detentores das concessões e devem incluir estudos de viabilidade técnica e econômica, projeções de demanda bem fundamentadas e análises consistentes do custo-benefício esperado para os consumidores a partir da expansão pretendida.

É fundamental que esses planos sejam submetidos a consultas públicas, permitindo que agentes do mercado, consumidores e demais partes interessadas contribuam.

Cabe também à agência reguladora estadual a tarefa de avaliar se os investimentos propostos atendem aos princípios básicos de eficiência, razoabilidade e necessidade, sendo recomendada inclusive a realização de processos de auditorias buscando assegurar a razoabilidade dos investimentos.

Também é essencial que existam critérios claros sobre a possibilidade de alocação dos investimentos pretendidos na base regulatória. Da mesma forma, é preciso que haja um controle com relação à composição tarifária de modo que ela reflita custos exclusivamente associados ao serviço local de distribuição.

Por fim, a aprovação de investimentos deve estar vinculada à análise do custo marginal, de forma que novos investimentos assegurem a geração de um benefício sistêmico.

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

Um primeiro princípio a ser observado quando se fala em penalidades é o da neutralidade. Ou seja, os valores recebidos com o pagamento de penalidades devem estar associados a uma conta gráfica e devem ser revertidos em modicidade tarifária, não devendo configurar receitas adicionais para a distribuidora. É fundamental ainda que as cobranças de penalidades sejam justificadas de modo que reflitam os danos efetivamente causados ao sistema.

Também é importante que as penalidades sejam alocadas de acordo com o tipo de usuário (cativo ou livre), de modo que haja uma contabilização separada para cada tipo.

Um tipo de penalidade bastante comum é aquela associada ao uso mínimo de um duto de distribuição (*ship or pay*). Neste caso, entendemos que deve haver isonomia entre usuários cativos e livres e que seja considerada a prática usualmente adotada pelo mercado - percentual máximo aplicável de até 80%, apurado em base anual.

Outro tipo de penalidade comum é aquela associada ao equilíbrio entre oferta e demanda no sistema de distribuição, também chamada de balanceamento. No caso dos usuários livres, o balanceamento é feito no momento da contratação do transporte. Desta forma, a cobrança do balanceamento na distribuição configura uma penalidade aplicada em duplicidade e, por tal razão, o RELIVRE entende que a mesma deva ser afastada.

A penalidade por retirada de gás da concessionária configura-se como uma exceção, e só ocorre em casos específicos de injeção direta na rede de distribuição, devendo ser devidamente endereçada no CUSD.

A cobrança de capacidade excedente também constitui exemplo de cobrança de penalidades indevidas, uma vez que contempla uma dupla penalização pela retirada de gás a maior que a capacidade contratada. Sobre este ponto, também se torna relevante pontuar que a flexibilidade na programação se configura como uma situação ganha-ganha, uma vez que permite uma geração de receita a maior pela concessionária, pela otimização da utilização da rede, assim como o aproveitamos de condições mais vantajosas de curto prazo, pelo consumidor livre.

O mesmo ocorre quando se trata dos erros de programação. Essa atividade é tratada na relação entre usuário livre e transportador, ou seja, não se justifica uma cobrança adicional no segmento de distribuição.

Destaca-se ainda que não há um alinhamento entre as regras de programação de despacho do setor elétrico (ONS) e as regras de programação junto às distribuidoras, o que implica no pagamento frequente de penalidades por parte de usinas termelétricas às distribuidoras.

Por fim, não há isonomia de tratamento entre os agentes no que se refere à aplicação de penalidades nas regulações estaduais, fazendo com que os comercializadores e agentes livres fiquem mais expostos a penalidades do que as distribuidoras.

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?

Para acompanhar o mercado de gás natural, é fundamental a transparência das informações sobre a capacidade operacional das infraestruturas existentes (total, disponível e ociosa), assim como das operações no mercado *spot* (curto prazo). Solicitamos também dados comparativos dos mercados cativo e livre, com o número de consumidores livres por estado, e a retomada da divulgação trimestral de dados das concessionárias (extensão da rede, consumidores, volume distribuído por segmento). Defendemos ainda a publicação mensal da conta gráfica do preço do gás e penalidades para os mercados cativo e livre, visando promover maior previsibilidade. Por fim, consideramos essencial a continuidade do Boletim Mensal do MME, com a inclusão dos preços do mercado livre.

É importante dar incentivos para que as agências reguladoras estaduais adotem o Sistema Eletrônico de Informações (SEI), visando simplificar o protocolo de documentos em processos administrativos no âmbito estadual. Atualmente, em alguns estados, os documentos precisam ser enviados por e-mail, enfrentando limitações como o tamanho dos arquivos e a ausência de recibos de protocolo, exigindo a confirmação do recebimento integral dos arquivos por contato telefônico.

Outro ponto que merece comentário é o fato de que o acompanhamento de processos administrativos estaduais é frequentemente dificultado pela falta de acesso, o que obriga a utilização da Lei de Acesso à Informação (LAI). Assim, a implementação do SEI representa uma medida importante para aumentar a transparência e a eficiência nas atividades das agências estaduais.

Adicionalmente, recomendamos que as agências estaduais realizem reuniões de diretoria abertas ao público, permitindo a participação presencial ou por meio de plataformas online.

Vale destacar ainda a necessidade de se instituir mecanismos obrigatórios de prestação de contas e a publicação de agendas regulatórias pelas agências reguladoras estaduais, fortalecendo a transparência.

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 momento, além dos comentários já apresentados de duplicidade e excesso de requisitos e custos, não temos considerações adicionais a fazer.

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?

O tema está sendo discutido no âmbito da EPE, MME e ANP. No entanto, cabe mencionar que seria relevante 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. 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.

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?

Entendemos que o desenvolvimento do mercado de gás natural por modais alternativos ao dutoviário (GNC e GNL de pequena escala) não prejudica a expansão da malha dos serviços locais de gás canalizado e não deve ser considerado impasse para o crescimento do mercado cativo. A economicidade da infraestrutura de gás natural a ser adotada é uma escolha que envolve distância, volume e modal, de forma que o GNC e o GNL muitas vezes são melhores alternativas para interiorização do gás natural.

Adicionalmente, entendemos que não deve ser cobrada margem de distribuição de serviço local de gás canalizado para modais alternativos ao dutoviário. Primeiro, porque um serviço denominado “alternativo ao dutoviário” pressupõe o claro entendimento que não envolve dutos, ou seja, não é canalizado - e, por isso, não justifica qualquer tratamento análogo. E segundo porque o Artigo 25 da Lei Federal nº 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás” ou “Segunda Lei do Gás”) define que *“a ANP regulará o exercício da atividade de acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural ao consumidor final por meio de modais alternativos ao dutoviário”*, reforçando o papel exclusivo da

competência federal para temas deste gênero. Isso se evidencia pela Resolução ANP nº 52/2015 e pelas recentes Resolução ANP nº 971/2024 e Resolução ANP nº 973/2024, que já regulam o acondicionamento e a movimentação de GNL e GNC a granel por modais alternativos ao dutoviário.