

**NOVO
MERCADO
DE GÁS**



Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)

Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural

Abril de 2021



CASA CIVIL

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



CMGN
Comitê de Monitoramento da Abertura do
Mercado de Gás Natural



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Titular: Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho
Suplente: [em revisão]



MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Titular: Gustavo Gonçalves Manfrim
Suplente: Mauricio Marins Machado



CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Titular: [em revisão]
Suplente: Gustavo Henrique Ferreira



CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

Titular: Alexandre Barreto de Souza
Suplente: Guilherme Mendes Rezende



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E
BIOCOMBUSTÍVEIS

Titular: Helio da Cunha Bisaggio
Suplente: Mario Jorge Figueira Confort



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Titular: Marcelo Ferreira Alfradique
Suplente: Gabriel de Figueiredo da Costa

Manual Orientativo de
Boas Práticas Regulatórias
do Comitê de
Monitoramento da
Abertura do Mercado de
Gás Natural (CMGN)

12 de abril de 2021

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	5
1. INTRODUÇÃO	13
2. MOTIVAÇÃO	14
3. OBJETIVO	16
4. PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS GERAIS	16
4.1. GOVERNANÇA E PRÁTICAS REGULATÓRIAS – PRINCÍPIOS DA BOA REGULAÇÃO	16
4.2. A NOVA LEI DAS AGÊNCIAS	17
4.3. O PROCESSO DE REGULAMENTAÇÃO NA ANP	19
4.4. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO	20
4.5. CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA	21
5. PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS ESPECÍFICOS DO SETOR DE GÁS	22
5.1. A REGULAÇÃO DA CADEIA DO GÁS NATURAL E O MONOPÓLIO NATURAL	22
5.2. SEPARAÇÃO (<i>UNBUNDLING</i>) ENTRE ATIVIDADES MONOPOLÍSTICAS E CONCORRENCIAIS	25
5.2.1. A DIRETIVA EUROPEIA E O TRANSPORTE	25
5.2.2. A DIRETIVA EUROPEIA E A DISTRIBUIÇÃO	26
5.3. TARIFAS	33
5.4. REGULAÇÃO DA QUALIDADE DOS SERVIÇOS	37
5.5. A NOVA LEI DO GÁS	40
5.6. O NOVO MERCADO DE GÁS: PROPOSTAS PARA O SETOR BRASILEIRO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL	44
5.7. A REGULAÇÃO DA ANP PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	49
6. ORIENTAÇÃO PARA ADOÇÃO DE BOAS PRÁTICAS REGULATÓRIAS PELOS SERVIÇOS LOCAIS DE GÁS CANALIZADO	50
6.1. Princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores	51
6.2. Transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo	52
6.3. Aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes	52
6.4. Transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa	52

6.5.	Adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes	53
6.6.	Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede	54
6.7.	Estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários	54
6.8.	Aspectos técnicos	55
6.9.	Indicadores de Qualidade dos Serviços	55
6.10.	Processo de transição	55
6.11.	Guia para Elaboração de Regulamentações	57
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
	REFERÊNCIAS	68
	ANEXO	71

SUMÁRIO EXECUTIVO

A elaboração de um manual contendo diretrizes de boas práticas regulatórias é de significativa importância para promover a homogeneidade das regras estaduais relativas ao gás canalizado. Ao mesmo tempo, é fundamental que o manual a ser proposto seja encarado como um incentivo para a adoção dessas boas práticas regulatórias, respeitando as competências dos diferentes entes federativos para regulação da indústria do gás natural. Nesse sentido, o manual tem caráter orientativo e sugestivo, para adoção voluntária pelos Estados, não se constituindo, em nenhuma hipótese, imposição ou determinação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural – CMGN – ou das instituições que o compõem.

A edição do manual tem como fundamento a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, expedida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, dentre outras providências. O art. 5º dessa resolução recomendou que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivassem os Estados e o Distrito Federal a adotarem, dentre outras medidas, “reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem: (a) princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores; (b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo; (c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes; (d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa; (e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes; (f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e (g) estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários.

O manual está subdividido em Princípios Gerais de Boas Práticas regulatórias e Princípios específicos para os setores da indústria de gás natural caracterizados como monopólios naturais, como o transporte, onde a ANP possui a atribuição legal para atuar, e a distribuição, sob a égide regulatória dos Estados da Federação. A partir da apresentação

das características das regulamentações mais relevantes da ANP para o setor de transporte de gás natural, a última parte do manual efetivamente elenca as orientações para os serviços locais de gás canalizado.

Como princípios gerais, consagram-se aqueles relativos à Governança e Boas Práticas Regulatórias já abordadas pela Casa Civil e por agências reguladoras federais de outros setores da economia tal como o de telecomunicações. Com base na Nova Lei das Agências e nas Leis que regem o setor de petróleo e gás, notadamente a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (a Nova Lei do Gás, que revogou a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009), tem-se como principais instrumentos para a melhoria da qualidade regulatória e para a efetiva participação da sociedade nos debates acerca da regulamentação de quaisquer temas: a Análise de Impacto Regulatório – AIR, a consulta pública e a audiência pública. Os processos de edição de normas na ANP que afetam os agentes regulados e a sociedade contemplam no mínimo essas três etapas. Ressalta-se que, nesses processos, adotam-se todos os meios possíveis para efetivamente garantir o acesso e a participação dos interessados, bem como se consagra a transparência na medida em que a apreciação de todos os comentários e sugestões recebidos é publicada.

Em relação aos princípios específicos da regulação para a indústria do gás natural, os principais alvos da regulação são as atividades de transporte e distribuição por meio dutoviário. Estes são segmentos que apresentam uma série de características de monopólio natural e indústria de rede, condição em que se a presença de uma só empresa se justifica pela preponderância das economias de escala. Tanto no transporte como na distribuição, a introdução da concorrência se baseia no princípio do livre acesso à infraestrutura, obrigando o proprietário a disponibilizar a capacidade para o uso dos agentes interessados, mediante a cobrança de tarifas. A garantia do livre acesso pressupõe a definição de regras para a garantia de acesso não discriminatório à rede, com vistas a propiciar as mesmas condições a todos os interessados, o que exige a ação de órgãos reguladores.

Além da experiência internacional acerca de princípios atinentes ao *unbundling*, ou desvinculação entre elos concorrenciais e elos considerados monopólios naturais, significativamente reforçada no novo marco legal, a tarifas e à qualidade da prestação de serviços, tem-se também as regras estabelecidas pela ANP para o transporte de gás natural por meio dutoviário. Essas normas cobrem aspectos técnicos, relacionados com a

segurança operacional e com a integridade das instalações, e regulatórios, que incluem normas que tem como objetivo garantir o acesso de terceiros.

A seguir são elencadas, para cada um dos itens considerados pela Resolução CNPE nº 16/2019, as principais orientações identificadas como boas práticas regulatórias para os serviços locais de gás canalizado, baseadas nas práticas adotadas pela ANP, bem como nas boas práticas internacionalmente utilizadas, na esfera estadual para os serviços de transporte de gás natural por meio de gasodutos de transporte.

Adicionalmente, além das orientações de que trata o presente manual, a Resolução CNPE nº 16/2019, em seu artigo 5º, incluiu as seguintes medidas, também necessárias à real efetividade das boas práticas regulatórias:

- Criação ou manutenção de agência reguladora autônoma, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório.
- Privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado, incluindo a avaliação, por parte dos Estados e Distrito Federal, da oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão que considere as diretrizes referentes às boas práticas regulatórias.
- Adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, a exemplo do Ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018.

Em relação à constituição, atuação, transparência, governança e processos de tomada de decisão dos entes reguladores estaduais, considera-se relevante que se busque inspiração nos instrumentos trazidos pela Lei nº 13.848, de 2019.

Também foram incluídas orientações de cunho técnico e relativas à qualidade da prestação dos serviços, princípios para transição e um guia orientativo para elaboração de normas.

Além das orientações elencadas a seguir, é importante que as regulações incentivem a coordenação entre transportadores e distribuidores para que, dentre outros benefícios, promova-se o incremento da liquidez e o melhor aproveitamento do gás natural a partir do gerenciamento mais eficiente dos balanceamentos e do uso das capacidades de transporte e de distribuição, dentre outros instrumentos.

Princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores

- É importante que, além da segregação entre as parcelas de transporte e de molécula, haja também a segregação no preço final do gás natural das parcelas de distribuição e comercialização.
- É importante que o consumidor livre possa adquirir o gás natural de um comercializador ou produtor, não tendo que pagar nenhuma margem de comercialização para a distribuidora, pagando apenas a tarifa de distribuição, ou seja, a tarifa para realizar a movimentação do gás natural na rede de distribuição.
- É importante que os agentes autorizados como autoprodutores e autoimportadores sejam equiparados aos consumidores livres, ou seja, é importante a uniformização e harmonização da figura do consumidor livre, produtor e autoimportador.
- Para a regulamentação do tema, é importante que não sejam criados entraves regulatórios à entrada dos agentes interessados que inviabilizem o exercício dessas atividades. Embora não se estabeleça um valor mínimo necessário para categorização de um consumidor como livre, BA, ES, MG, RJ, SC e SE adotaram o volume de 10 mil m³/dia, nível que pode ser considerado um ponto de partida razoável.
- Visando ao incentivo à concorrência na comercialização, é importante que as regulações estaduais não restrinjam a venda ou cessão do gás excedente.
- É importante que as normas e regulamentações a serem editadas levem em consideração as características dos mercados cativos e não cativos, observado período de transição adequado.
- É desejável algum nível de padronização aos contratos a serem firmados, sendo importante a disponibilização da minuta desses contratos.
- É importante que as condições de acesso para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores sejam semelhantes.

Transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo

- Importante que seja dada publicidade integral aos contratos de compra e venda de

gás com os mercados cativos, firmados pelas distribuidoras de gás canalizado,

- Importante que também seja dada publicidade às condições comerciais para facilitar o acesso dos consumidores a essas informações, tais como volumes médios comercializados e preços médios de venda realizados.

Aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes

- A desvinculação entre as atividades de prestação dos serviços de distribuição e a comercialização do gás é fundamental.
- Importante vedar o *self-dealing*, em especial a partir da implementação da independência funcional das distribuidoras em relação aos segmentos concorrenciais.
- Implementação pelas distribuidoras de processos transparentes para aquisição do gás natural para fornecimento aos consumidores cativos, que permita a concorrência entre os diversos fornecedores (produtores, importadores e comercializadores).

Transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa

- É importante que, além da segregação entre as parcelas de transporte e de molécula, haja também a segregação no preço final do gás natural das parcelas de distribuição e comercialização.
- É importante que os critérios a serem utilizados para o cálculo de tarifas ou para a metodologia do cálculo dessas tarifas sejam públicos, de amplo conhecimento e amplamente reconhecidos.
- É importante que sejam considerados para o cálculo tarifário apenas rubricas ou investimentos relacionados com a prestação eficiente dos serviços. Para isso, é salutar a adoção de planos de contas que garanta que os custos repassados efetivamente representam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado.
- Importante que haja um processo público e transparente para definição dos investimentos necessários para a expansão eficiente da malha de distribuição.

- É salutar que as informações e metodologia de cálculos da margem bruta da(s) Concessionária(s), bem como os parâmetros utilizados para fins de cálculo tarifário, sejam disponibilizadas com antecedência a ser definida pela agência reguladora estadual para análise e reprodução dos cálculos por agentes interessados.
- É importante que a regulação estadual preveja a transparência dos investimentos da(s) companhia(s) distribuidoras nas suas redes de distribuição, para contribuições do mercado e verificação da viabilidade da oferta e demanda informadas pela(s) concessionária(s).

Adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes

- É importante que para o estabelecimento de tarifas seja utilizada a regulação por incentivos, com revisões tarifárias periódicas.
- É importante que seja feita avaliação prévia e criteriosa, por parte do órgão regulador, dos bens e instalações que compõem a Base Regulatória de Ativos (BRA). É importante, nesse processo, considerar apenas os investimentos de fato necessários à prestação do serviço. A correta avaliação da BRA, bem como a devida depreciação e/ou amortização do investimento realizado e da taxa de retorno, contribui para a sinalização adequada dos investimentos.
- É importante que o correto incentivo à operação eficiente das redes leve em conta a avaliação criteriosa da projeção dos Custos de Operação & Manutenção e Despesas Gerais & Administrativas definidos a partir de modelos que comparem o desempenho das diversas distribuidoras de gás natural.
- É importante que as tarifas a serem estabelecidas representem a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável da rede.
- Adoção de planos de contas, auditoria, monitoramento e fiscalização para que se tenha segurança de que os custos repassados efetivamente representam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado.
- Adoção, para fins preservação da receita anual permitida no período tarifário, de uma Conta Regulatória (instrumento importante para mitigar incertezas relacionadas às previsões consideradas para o cálculo tarifário)
- Vedação ao tratamento discriminatório ou preferencial entre usuários do serviço

de distribuição.

- É importante que penalidades contratuais não sejam tratadas como fonte de recursos adicionais.

Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede

- É importante que os agentes comercializadores que atuem em outras atividades econômicas além da comercialização de gás natural, mantenham os registros contábeis da atividade de comercialização separados.
- Importante que os distribuidores não atuem em setores concorrenciais e/ou não sejam controlados por agentes que atuem nesses elos (produtores ou comercializadores).
- Importante que seja promovida a independência funcional das distribuidoras.

Estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários

- São importantes critérios claros e transparentes para o estabelecimento de uma estrutura tarifária que leve em conta os diferentes níveis de volumes utilizados pelos distintos segmentos.
- É importante que a regulação seja construída de forma a minimizar a possibilidade de ocorrência de subsídios cruzados entre segmentos de usuários.

Aspectos técnicos

- É importante que o projeto, a construção, a operação, medição e manutenção para ampliação ou implantação de novas redes ou ainda para a operação e manutenção de redes existentes e sua desativação temporária ou permanente, sigam as melhores práticas da indústria.
- É importante que tais práticas levem à mitigação dos riscos, ao incremento da segurança operacional e à garantia da integridade das instalações durante toda a vida útil do projeto.

- É importante que sejam adotadas práticas que garantam a credibilidade dos resultados das medições.
- É importante que seja assegurada a garantia da segurança das informações por meio de instrumentos de tecnologia da informação (TI) aplicáveis.
- É relevante que o arcabouço regulatório a ser projetado leve em conta o fomento ao aproveitamento do biometano.

Indicadores de Qualidade dos Serviços

- É importante que os órgãos reguladores estabeleçam indicadores de qualidade comercial, referentes à prestação adequada dos serviços de distribuição, que podem contemplar penalidades e/ou recompensas que variem em função do nível de qualidade medido. É interessante que esses indicadores sejam definidos a partir de critérios transparentes, após amplo debate que também utilizem instrumentos de participações social (consultas e audiências públicas, por exemplo), e que metas sejam estabelecidas.
- É importante também que indicadores de confiabilidade do suprimento sejam definidos, englobando por exemplo, frequência e duração de interrupções.

Importante ressaltar que o manual deve ser atualizado na medida em que novas regras sejam estabelecidas para o setor no Brasil.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, a regulação de quase toda a cadeia da indústria de gás natural é de competência da União, aí incluídos a exploração e produção, importação, exportação, o transporte por meio de gasodutos e a movimentação por modal rodoviário e aquaviário. De acordo com o artigo 177 da Constituição Federal (CF), essas atividades são monopólios constitucionais da União que podem ser contratadas junto a empresas estatais ou privadas. As principais normas infraconstitucionais referentes ao exercício do monopólio estatal na alçada federal são a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a “Lei do Petróleo”, e a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a “Nova Lei do Gás” (que revogou a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009), normas legais que dispõem, dentre outras providências, dos órgãos da administração pública direta e indireta competentes pela contratação e autorização das supracitadas atividades do setor de gás.

Já o parágrafo 2º do Art. 25 da Carta Magna dispõe que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”. Dessa forma, diferentemente do que ocorre por exemplo no setor elétrico, não é competência da União a regulação da parte da cadeia do gás relativa aos supracitados serviços.

No exercício do monopólio de que trata o Art. 25, § 2º, da CF, cada estado da federação regula as atividades empreendidas por distribuidoras de gás canalizado e consumidores livres por meio de normas e regramentos próprios, resultando em considerável heterogeneidade regulatória.

Assim sendo, é correto afirmar que a diversidade de regulamentos editados por diferentes entes a um mesmo elo da cadeia do gás natural – no caso os serviços locais de gás canalizado – confere especial complexidade aos agentes que necessitam fazer uso deste elo.

Por esse motivo, a elaboração de um manual contendo diretrizes de boas práticas regulatórias é de significativa importância para promover a homogeneidade das regras estaduais relativas ao gás canalizado. Ao mesmo tempo, é fundamental que o manual a ser proposto seja encarado como um incentivo – e não uma imposição do CMGN – para a adoção dessas boas práticas regulatórias, respeitando as competências dos diferentes entes federativos para regulação da indústria do gás natural.

Para elaboração do presente manual, foram levados em conta os ditames da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, conhecida como a “Nova Lei das Agências”, além de manuais e documentos já editados por instituições nacionais, como o “Manual de Boas Práticas Regulatórias”, de agosto de 2018, expedido pela Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL, estudos e boas práticas internacionais, como o “*Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community*” da KEMA Consulting GmbH, além de regras de outros países para o setor, como as emanadas pela União Europeia e Estados Unidos.

2. MOTIVAÇÃO

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, dentre outras providências.

O Art. 2º, inciso VII, da referida resolução determinou que “a transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a incentivar a adoção voluntária, pelos Estados e o Distrito Federal, de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado, que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, o aumento da transparência e da eficiência, e a precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários

O Art. 5º, por sua vez, recomendou que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivassem os Estados e o Distrito Federal a adotarem, dentre outras medidas, “reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem:

- a) princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores;
- b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo;
- c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes;

- d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa;
- e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes;
- f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e
- g) estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários;

A Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, recomendou ainda, em seu Art. 8º, que o Ministério de Minas e Energia, em articulação com o Ministério da Economia, a ANP, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, monitorassem a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, devendo propor medidas adicionais e complementares ao CNPE, caso necessário.

Nesse contexto, o Governo Federal lançou em 23 de julho de 2019 o programa “Novo Mercado de Gás”, cujo objetivo consiste em promover um mercado de gás natural que favoreça a competição, os investimentos nacionais e estrangeiros e a redução dos preços da energia. Dentre os quatro pilares¹ deste novo programa, figura a harmonização das regulações estaduais e Federal, considerada de fundamental importância para ampliação de investimentos e melhor aproveitamento das infraestruturas de movimentação de gás no país.

Por fim, com a finalidade de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural, bem como propor ao CNPE medidas complementares, conforme preconiza o Art. 8º da Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, foi instituído, pelo Decreto nº 9934, de 24 de julho de 2019, o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural – CMGN, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, com a participação da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério da Economia, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, da Empresa de Pesquisa Energética e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Por meio do

¹ Os pilares do Programa Novo Mercado de Gás são: (i) promoção da concorrência; (ii) harmonização das regulações estaduais e Federal; (iii) integração do setor de gás com setores elétrico e industrial; (iv) remoção de barreiras tarifárias.

CMGN são publicados relatórios trimestrais de acompanhamento da abertura do gás, os quais podem ser acessados em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn>.

3. OBJETIVO

Apresentar aos estados e ao Distrito Federal um conjunto de boas práticas regulatórias já adotadas em nível federal para a regulação do transporte de gás natural, de forma a orientar e incentivar sua adoção para a regulação dos serviços locais de gás canalizado.

A fim de cumprir o objetivo proposto, o Capítulo 4 apresenta os princípios regulatórios gerais, aderentes a qualquer atividade regulada ou a ser regulada, abordando em especial instrumentos de participação social, tais como Análises de Impacto Regulatório (AIR) e consultas e audiências públicas, com base na Nova Lei das Agências. O Capítulo 5, por sua vez, traz os princípios regulatórios específicos para os elos da cadeia do gás natural classificados como monopólios naturais e que, por conseguinte, requerem supervisão mais intensa por parte do Poder Estatal. Neste capítulo, incluem-se aspectos teóricos bem como os principais atos normativos técnicos e regulatórios da ANP para o setor, elencados no Anexo. No Capítulo 6 são elencadas as orientações de boas práticas regulatórias para os serviços locais de gás canalizados e no Capítulo 7 são tecidas as considerações finais.

4. PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS GERAIS

4.1. GOVERNANÇA E PRÁTICAS REGULATÓRIAS – PRINCÍPIOS DA BOA REGULAÇÃO

De acordo com as Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR, editado em junho de 2018 pela Casa Civil da Presidência da República, a regulação é o instrumento por meio do qual o Estado intervém no comportamento dos agentes, de modo a promover aumento da eficiência, de segurança, crescimento econômico e ganhos de bem-estar social. Entretanto, se utilizada de modo arbitrário e desproporcional, pode gerar efeitos nocivos substanciais aos mercados e à sociedade como um todo, tais como: aumento do preço dos produtos ou serviços, queda de investimentos, barreiras à entrada, barreiras à inovação, altos custos de conformidade

ao setor regulado, aumento dos riscos e distorções de mercado. Além disso, a regulação também impõe custos de fiscalização e monitoramento ao regulador. Assim, ela só deve ser criada quando sua existência é justificada.

Reconhecendo os custos e consequências da má regulação, a maior parte dos países desenvolvidos tem dirigido esforços, desde o início da década de 90, à implementação de mecanismos e ferramentas para promover a melhoria da qualidade e do desempenho regulatório.

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE tem dedicado atenção ao estudo e registro do tema. No documento *Recomendação sobre Melhoria da Qualidade Regulatória (OECD Recommendation on Improving the Quality of Government Regulation)*, a Organização propõe um roteiro segundo o qual a boa regulação deve:

- buscar resolver problemas e alcançar metas claramente definidas e ser eficaz na consecução desses objetivos;
- ser fundamentada em evidências e proporcional ao problema identificado;
- estar fundamentada em uma base legal sólida;
- produzir benefícios que justifiquem os custos;
- considerar a distribuição dos seus efeitos entre os diferentes atores e grupos;
- minimizar os custos administrativos e eventuais distorções de mercado resultantes de sua implementação;
- ser clara e compreensível aos regulados e usuários;
- ser consistente com outros regulamentos e políticas;
- ser elaborada de modo transparente, com procedimentos adequados para a manifestação efetiva e tempestiva de atores e grupos interessados; e
- considerar os incentivos e mecanismos para alcançar os efeitos desejados, incluindo estratégias de implementação que potencializem seus resultados.

4.2. A NOVA LEI DAS AGÊNCIAS

Em 2019, foi editada a Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, também conhecida como a “Nova Lei das Agências”, novo marco legal que, dentre outras providências, “dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras”.

Em seu Capítulo I, que trata do Processo Decisório das Agências Reguladoras, a Lei estabelece que *“a adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo”* (art. 6º). O conteúdo e a metodologia da AIR, bem como os casos em que sua realização é obrigatória, serão objeto de regulamento ainda a ser publicado pelo Poder Executivo. A operacionalização da AIR, por sua vez, será objeto do regimento interno de cada agência (art. 6º, §§ 1º e 2º).

A Lei estabelece ainda que, dentre outras disposições (BRASIL, 2019):

- o processo de decisão da agência reguladora referente a regulação terá caráter colegiado e que as reuniões deliberativas serão públicas e gravadas em meio eletrônico, devendo a divulgação das respectivas pautas ocorrer com antecedência mínima de três dias (arts. 7º e 8º);
- que as minutas e propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão objeto de consulta pública, cuja duração mínima será de 45 (quarenta e cinco) dias, ressalvado caso excepcional de urgência e relevância, devidamente motivado (art. 9º);
- com vistas à promoção da concorrência e à eficácia na implementação da legislação de defesa da concorrência nos mercados regulados, as agências reguladoras e os órgãos de defesa da concorrência devem atuar em estreita cooperação, privilegiando a troca de experiências (art. 25);
- no exercício de suas competências definidas em lei, duas ou mais agências reguladoras poderão editar atos normativos conjuntos dispondo sobre matéria cuja disciplina envolva agentes econômicos sujeitos a mais de uma regulação setorial (art. 29);
- no exercício de suas atribuições, e em articulação com o Sistema Nacional de Defesa do Consumidor (SNDC) e com o órgão de defesa do consumidor do Ministério da Justiça e Segurança Pública, incumbe às agências reguladoras zelar pelo cumprimento da legislação de defesa do consumidor, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor regulado (art. 31);

- as agências reguladoras poderão articular-se com os órgãos de defesa do meio ambiente mediante a celebração de convênios e acordos de cooperação, visando ao intercâmbio de informações, à padronização de exigências e procedimentos, à celeridade na emissão de licenças ambientais e à maior eficiência nos processos de fiscalização (art. 33);
- as agências reguladoras de que trata a Lei poderão promover a articulação de suas atividades com as de agências reguladoras ou órgãos de regulação dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, nas respectivas áreas de competência, implementando, a seu critério e mediante acordo de cooperação, a descentralização de suas atividades fiscalizatórias, sancionatórias e arbitrais, exceto quanto a atividades do Sistema Único de Saúde (SUS), que observarão o disposto em legislação própria (art. 34);
- O artigo 38 da Nova Lei das Agências altera o art. 11 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que trata da estrutura do corpo dirigente da ANP, a forma de escolha dos diretores e seus mandatos. De acordo com o dispositivo, a ANP é dirigida por uma Diretoria Colegiada composta de 1 (um) Diretor-Geral e 4 (quatro) Diretores. Os membros da Diretoria Colegiada são nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal. Os diretores cumprem mandatos de 5 (cinco) anos, não coincidentes, vedada a recondução. Adicionalmente, integram a estrutura organizacional da ANP uma Procuradoria e uma Ouvidoria.

Importante destacar que a Nova Lei das Agências fortaleceu os meios de participação popular e forneceu mais instrumentos para discussão das questões regulatórias, como o estabelecimento de período de consulta pública e a adoção de AIR.

Por meio do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, foi regulamentada a AIR, tendo sido definidos seu conteúdo, os quesitos mínimos a serem objeto de exame, as hipóteses em que a AIR é obrigatória e as hipóteses em que pode ser dispensada.

4.3. O PROCESSO DE REGULAMENTAÇÃO NA ANP

O processo de regulamentação na ANP deverá observar tanto os ditames gerais, ou seja, aplicáveis a todas as agências reguladoras constantes da Lei 13.848, de 25 de junho de 2019, como aqueles específicos insculpidos na Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, em especial o disposto no artigo 19, o qual dispõe que “*As iniciativas de projetos de lei ou*

de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços das indústrias de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis serão precedidas de **audiência pública** convocada e dirigida pela ANP”.

Dessa forma, combinados os teores dos dois atos legislativos, o processo de edição de normas na ANP deve contemplar, no mínimo: (i) Análise de Impacto Regulatório; (ii) consulta pública pelo período de 45 (quarenta e cinco dias) e (iii) audiência pública.

4.4. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

A AIR é um dos principais instrumentos voltados à melhoria da qualidade regulatória. Consiste num processo sistemático de análise baseado em evidências que busca avaliar, a partir da definição de um problema regulatório, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance dos objetivos pretendidos. Tem como finalidade orientar e subsidiar a tomada de decisão e, em última análise, contribuir para que as ações regulatórias sejam efetivas, eficazes e eficientes (Casa Civil, 2018).

A Figura 1 apresenta as principais etapas do processo de análise de impacto regulatório.

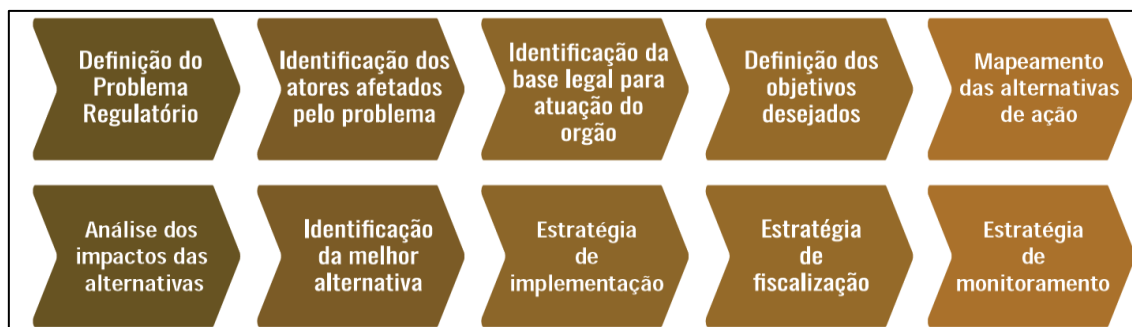


Figura 1 – Processo de Análise de Impacto Regulatório. *Fonte: Casa Civil (2018).*

Em muitos casos, as decisões regulatórias são tomadas a partir de informações limitadas e sem considerar de forma adequada quais grupos serão afetados e de que modo. A AIR busca modificar esta prática. A mera identificação de um problema não é justificativa para a intervenção governamental.

A AIR não deve ser entendida como uma mera comparação entre alternativas de intervenção. Antes disso, a AIR deve buscar entender a natureza e a magnitude do problema regulatório, definir quais os objetivos pretendidos pelo regulador e analisar se algum tipo de intervenção é de fato necessária. Somente após esta reflexão inicial, parte-se para a identificação e análise de possíveis alternativas de ação, de modo a permitir que

a melhor escolha possível seja feita. Após o exame de todas as informações e considerações relevantes, a AIR pode inclusive indicar que não regular é a melhor alternativa possível.

Adicionalmente, a AIR deve apresentar brevemente uma estratégia de implementação da ação recomendada e informar como seus efeitos podem ser monitorados. Deste modo, a AIR contribui não só para a elaboração da regulação, mas também para o restante do ciclo regulatório, ilustrado na Figura 2 (Casa Civil, 2018).

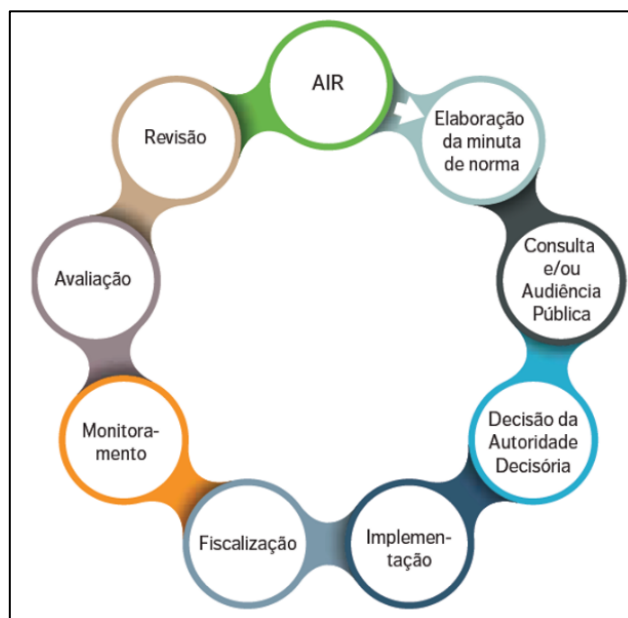


Figura 2 – Ciclo Regulatório. *Fonte: Casa Civil (2018).*

Em 14 de dezembro de 2020, a ANP publicou em seu portal um Manual de Boas Práticas Regulatórias, contemplando, com base na Nova Lei das Agências e no Decreto nº 10.411, de 2020, boas práticas no processo de regulação, com especial foco na AIR, monitoramento de ações regulatórias, mecanismos de participação social e de transparência, elaboração de notas técnicas, além de questões organizacionais da ANP. Trata-se de um relevante documento desenvolvido em parceria entre a ANP e o Laboratório de Regulação Econômica da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) que traz uma série de detalhes para a execução das supracitadas etapas de elaboração de normas e a avaliação de sua implementação.

4.5. CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA

Nos termos da Nova Lei das Agências (art. 9º), o Relatório de AIR, os estudos, os dados e o material técnico usados como fundamento para propostas submetidas a consulta

pública deverão ser disponibilizados pela agência reguladora em seu sítio eletrônico e em sua sede. As críticas e as sugestões encaminhadas pelos interessados também deverão ser disponibilizadas na sede da agência e no respectivo sítio da instituição em até 10 (dez) dias úteis após o término do prazo da consulta pública. O posicionamento da agência reguladora sobre as críticas ou as contribuições apresentadas no processo de consulta pública deverá ser disponibilizado, também na sede e no sítio da internet, em até 30 (trinta) dias úteis após a reunião do conselho diretor ou da diretoria colegiada para deliberação final sobre a matéria objeto da regulamentação.

Enquanto a Nova Lei das Agências estabelece como opcional a convocação de audiência pública, a Lei do Petróleo torna clara a obrigatoriedade desse instrumento de participação para as regulações sob a responsabilidade da ANP. A audiência é instrumento de apoio à tomada de decisão por meio do qual é facultada a manifestação oral por quaisquer interessados em sessão previamente destinada a debater matéria relevante. A abertura do período de audiência pública deve ser precedida de despacho ou aviso de abertura publicado no Diário Oficial da União e em outros meios de comunicação com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis.

Para fins de realização da audiência pública, a agência reguladora deve disponibilizar, em local específico e no respectivo sítio na internet, também com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis do início do período de audiência pública: (i) para as propostas de ato normativo submetidas a audiência pública, o relatório de AIR, os estudos, os dados e o material técnico que as tenha fundamentado, ressalvados aqueles de caráter sigiloso; (ii) para outras propostas submetidas a audiência pública, a nota técnica ou o documento equivalente que as tenha fundamentado.

Por fim, a Nova Lei das Agências estabelece que a operacionalização da AIR, os procedimentos para consulta pública e os procedimentos para audiência pública devem ser dispostos nos regimentos internos de cada agência reguladora.

5. PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS ESPECÍFICOS DO SETOR DE GÁS

5.1. A REGULAÇÃO DA CADEIA DO GÁS NATURAL E O MONOPÓLIO NATURAL

A cadeia típica da indústria de gás natural é ilustrada na Figura 3. As primeiras etapas da cadeia, definidas como sendo o *upstream* do setor, consistem na busca (exploração) e

efetiva produção de gás natural, a qual pode ser associada ou não à produção de petróleo. Em seguida, o gás é escoado para as unidades de processamento de gás natural (UPGN), onde seus principais contaminantes e frações mais pesadas são extraídos de forma a especificá-lo de acordo com os padrões de qualidade vigentes. A partir da UPGN, o gás é transportado por meio de gasodutos de transporte, geralmente de alta pressão, até pontos de entrega ou *city gates*, onde passam às redes de distribuição, geralmente de pressão mais reduzida, com destino aos consumidores finais.

A cadeia típica do gás natural pode incluir sua movimentação no estado líquido. O gás natural liquefeito (GNL) é a alternativa de movimentação de gás natural entre fontes de suprimento e consumo separadas por distâncias maiores que aquelas que poderiam ser economicamente conectadas por gasodutos de transporte. Nesse caso, o gás natural é liquefeito em unidades de liquefação de terminais de liquefação de gás natural, nas localidades exportadoras, e retorna ao estado gasoso em unidades de regaseificação dos terminais de regaseificação de GNL de pontos de importação.

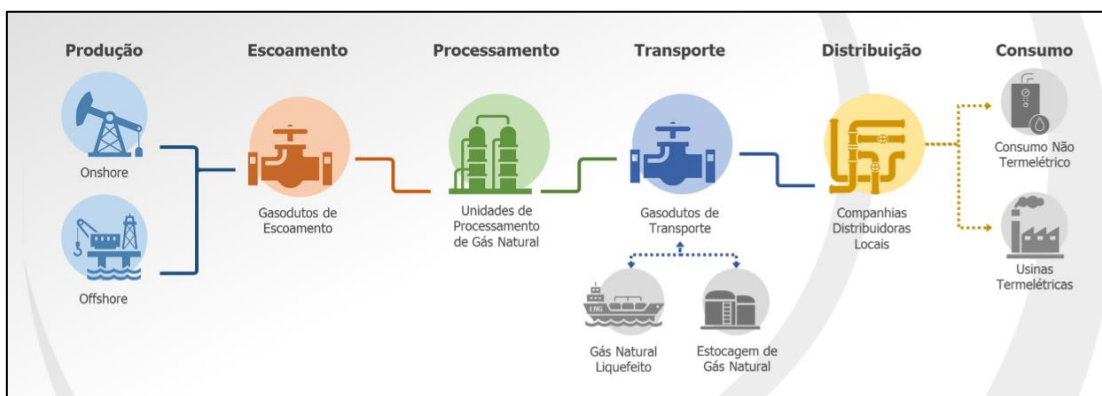


Figura 3 – Típica cadeia do gás natural. *Fonte: EPE (2019).*

Como já mencionado, a indústria do gás natural no Brasil é regulada pela União e pelos Estados da Federação, cabendo à alçada federal todas as atividades do setor exceto os serviços locais de gás canalizado.

Dentre os supracitados elos da cadeia do gás, dois merecem destaque: a movimentação de gás natural por meio de redes de transporte e por meio de redes de distribuição. Ambas são os principais alvos de regulação pois são segmentos que apresentam uma série de características de monopólio natural. Situações que se configuram como monopólios naturais são aquelas em que a presença de uma só empresa se justifica pela preponderância das economias de escala – quanto maior a produção, menor o custo unitário da mercadoria produzida. Devido a uma elevada “escala mínima de eficiência”,

o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, uma vez que tal escala mínima é maior ou igual à totalidade do mercado (ANP, 2001).

No caso da indústria de gás natural, conforme ANP (2001), a atividade de transporte é o principal alvo de regulação por apresentar várias características de monopólio natural, uma vez que a rede de transporte é um ativo indivisível que requer elevado montante de investimento e usufrui dos benefícios de economias de integração, a construção de diversos gasodutos paralelos é economicamente ineficiente. Assim, a introdução da concorrência se baseia no princípio do livre acesso à infraestrutura, obrigando o proprietário a disponibilizar a capacidade ociosa dos gasodutos para o uso dos agentes interessados, mediante a cobrança de tarifas. A garantia do livre acesso pressupõe a definição de regras para a garantia de acesso não discriminatório à rede, com vistas a propiciar as mesmas condições a todas as empresas interessadas, o que exige a ação de órgãos reguladores no sentido de determinar procedimentos das disponibilidades de capacidade, os prazos e as normas para firmar contratos de transporte, o controle do sistema tarifário, dentre outros aspectos.

É correto afirmar que, assim como o transporte, o segmento de distribuição de gás natural também apresenta características de monopólio natural, isto é, são ativos indivisíveis que requerem elevados montantes de investimento e que usufruem dos benefícios de economias de integração, não sendo economicamente viável a construção de redes paralelas de gás canalizado. Assim, tal qual ocorre com a infraestrutura de transporte, a concorrência nesse setor se materializa a partir da garantia do livre acesso às redes a partir da disponibilização de capacidade ociosa pelo proprietário. Por fim, exige-se, para consecução desse objetivo, a atuação de órgão regulador para estabelecer as premissas necessárias à divulgação da capacidade, às condições de acesso e à aprovação de tarifas.

Sem prejuízo da regulação do acesso às infraestruturas, é importante também que o ente regulador responsável pelas regras das redes de canalização preveja e discipline os casos em que o consumidor tenha a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador (consumidor livre).

Para garantia do acesso não discriminatório e, conseqüentemente, a promoção da competição, observa-se como fundamental, a partir da experiência internacional, a efetiva separação entre os agentes que atuam nos elos ditos concorrenciais, basicamente produção e comercialização, e aqueles considerados monopolísticos, os já mencionados setores de transporte e de distribuição de gás natural.

5.2. SEPARAÇÃO (UNBUNDLING) ENTRE ATIVIDADES MONOPOLÍSTICAS E CONCORRENCIAIS

A desvinculação entre as atividades monopolísticas e concorrenciais encontra na experiência europeia uma de suas mais detalhadas expressões. Por esse motivo, a presente seção é quase que inteiramente baseada na Diretiva 2009/73/EC, parte do Terceiro Pacote Energético de reforma do setor na União Europeia. Após elencar as principais características atribuídas aos segmentos de transporte e distribuição pelo normativo, uma breve subseção é dedicada a observações relativas a diferentes categorias de consumo de gás relacionados ao setor de distribuição, extraídas da experiência norte-americana.

5.2.1. A DIRETIVA EUROPEIA E O TRANSPORTE

Conforme Nota Técnica ANP nº 14/2018-SIM, para implantação de um mercado concorrencial para a indústria do gás natural, é fundamental que a atividade de transporte de gás seja independente das demais atividades da cadeia. A experiência europeia ensinou que a simples separação jurídica não foi suficiente para a independência do setor de transporte de gás natural. Dessa forma, foi editada pela União Europeia a Diretiva 2009/73/CE com vistas a reforçar a separação entre as atividades concorrenciais e monopolísticas. Assim, a fim de garantir que o operador dos sistemas de transporte de fato oferecesse seus serviços de forma não discriminatória, particularmente não favorecendo empresas coligadas, a diretiva impõe ao operador uma lista não exaustiva de exigências para garantir sua independência, tais como: (i) obrigar que os recursos humanos necessários para exercer a atividade de transporte, incluindo o pessoal responsável pela operação, pelos serviços jurídicos, contábeis ou de tecnologia da informação, sejam empregados exclusivos do transportador; e (ii) vedação à transferência das responsabilidades do transportador a outros agentes ou transportadores (ANP, 2014).

Para separar os serviços de transporte dos elos concorrenciais, a Diretiva 2009/73/CE propôs 3 modelos de *unbundling*: (i) a separação completa de propriedade (*Full Ownership Unbundling* – OU); (ii) operador independente de sistema (*Independent System Operator* – ISO); (iii) transportador independente (*Independent Transmission Operator* – ITO).

No modelo OU, o agente operador de transporte é completamente separado e independente da empresa verticalmente integrada. Importante mencionar que a “empresa verticalmente integrada” é definida pela Diretiva como “uma empresa de gás natural ou

um grupo de empresas de gás natural em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controle e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de transporte ou distribuição, GNL ou armazenamento e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de gás natural” (ANP, 2014; UE, 2009).

O modelo ISO, por sua vez, é a situação em que a empresa verticalmente integrada, em vez de se desfazer de seus ativos de transporte, coloca-os nas mãos de um operador completamente separado com o objetivo de evitar conflito de interesse na operação da rede.

Por fim, no modelo ITO a empresa verticalmente integrada mantém a propriedade dos ativos e medidas organizacionais e de governança devem ser implementadas para garantir que a atividade de transporte seja separada das demais atividades e sua operação seja efetivamente independente.

Os modelos OU, ISO e ITO são esquematizados na Figura 4, a qual ilustra também que quanto menor o grau de separação entre a empresa verticalmente integrada e a operação do sistema de transporte, maior é a necessidade de supervisão e controle regulatório.

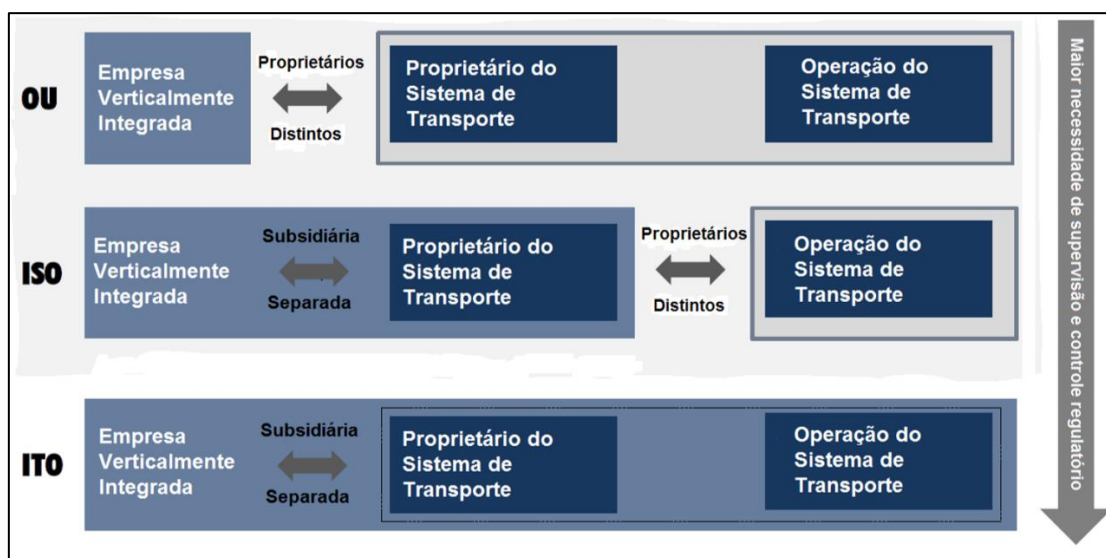


Figura 4 – Modelos OU, ISO e ITO da Diretiva 2009/73/CE. Fonte: ANP (2018)

5.2.2. A DIRETIVA EUROPEIA E A DISTRIBUIÇÃO

As definições da Diretiva 2009/73/CE diferenciam o transporte da distribuição fazendo menção tanto ao nível de pressão como à regionalidade das redes. O **transporte** é aquele que ocorre por meio de “rede essencialmente constituída por gasodutos de **alta pressão**,

que não seja uma rede de gasodutos a montante nem uma parte dos gasodutos de alta pressão utilizados principalmente na distribuição local de gás natural, para efeitos do seu fornecimento a clientes, mas não incluindo o fornecimento”. Já a **distribuição** é definida como o “transporte de gás natural através de **redes locais ou regionais** de gasodutos para entrega ao cliente, mas não incluindo a comercialização”. Também pode ser destacada já nas definições da diretiva a preocupação de se separar a comercialização da distribuição, ou seja, do “transporte de gás natural através de redes locais ou regionais”.

5.2.2.1. UNBUNDLING DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O *unbundling* dos operadores das redes de distribuição é tratado pelo art. 26 da diretiva, o qual estabelece que, no caso de o operador da rede de distribuição fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, deve ser independente, pelo menos em termos de forma jurídica, organização e tomada de decisões, de outras atividades não relacionadas com a distribuição, não se criando normas que obrigassem a separação, da empresa verticalmente integrada, da propriedade dos ativos da rede de distribuição.

O operador de rede de distribuição, caso faça parte de uma empresa verticalmente integrada, deve ser independente, em termos de organização e tomada de decisões, de outras atividades não relacionadas com a distribuição, sendo aplicáveis os seguintes critérios mínimos, dentre outros (art. 26, 2, da Diretiva 2009/73/CE):

- a) as pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de distribuição não podem participar nas estruturas da empresa de gás natural integrada responsável, direta ou indiretamente, pela exploração diária da produção, transporte e comercialização de gás natural;
- b) devem ser tomadas medidas adequadas para garantir que os interesses profissionais das pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de distribuição sejam considerados, de modo a assegurar a sua capacidade para agir de forma independente;
- c) o operador da rede de distribuição tem de dispor de poder de decisão efetivo e independente da empresa de gás natural integrada no que se refere aos ativos necessários para explorar, manter ou desenvolver a rede. Para o cumprimento destas funções, o operador da rede de distribuição deve ter à sua disposição os recursos necessários (humanos, técnicos, financeiros e materiais); e

- d) O operador da rede de distribuição tem de elaborar um programa de conformidade que enuncie as medidas aprovadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e garanta a monitorização adequada da sua observância. O programa de conformidade deve definir as obrigações específicas dos empregados para atingir esse objetivo.

De acordo ainda com o artigo 26, 3, da Diretiva, se o operador da rede de distribuição fizer parte de uma empresa verticalmente integrada, os Estados-Membros devem assegurar que as suas atividades sejam monitoradas por entidades reguladoras ou por outros organismos competentes, de modo a que não possa tirar proveito da sua integração vertical para distorcer a concorrência. Em particular, os operadores de redes de distribuição verticalmente integrados não devem, nas suas comunicações e imagens de marca, criar confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de abastecimento da empresa verticalmente integrada.

Por fim, nos termos do art. 26, 4, da Diretiva, os Estados-Membros podem decidir não aplicar os supracitados dispositivos (art. 26, 1 a 3) a empresas de gás natural integradas que abasteçam menos de 100.000 (cem mil) clientes ligados à rede (UE, 2009).

A Nota Interpretativa da Diretiva 2009/73/CE contribui para melhor compreensão das regras atinentes à distribuição, em especial aquelas relativas ao *unbundling*. Ela ressalta que quando o operador do sistema de distribuição é parte de uma empresa verticalmente integrada, os elementos básicos para o regime de separação são os seguintes (UE, 2010):

- **Separação legal (*legal unbundling*)** do operador do sistema de distribuição das outras atividades da empresa verticalmente integrada não relacionadas à distribuição;
- **Separação funcional (*functional unbundling*)** do operador do sistema de distribuição de forma a assegurar sua independência em relação a outras atividades da empresa verticalmente integrada;
- **Separação contábil (*accounting unbundling*)**, em que se requer a separação das contas do operador do sistema de distribuição;
- **Possibilidade de exceções** para o requisito de separação legal e funcional para certos operadores de sistemas de distribuição.

5.2.2.2. SEPARAÇÃO LEGAL (*LEGAL UNBUNDLING*)

Em relação ao *legal unbundling*, a empresa verticalmente integrada deve assegurar um nível suficiente de independência gerencial do operador do sistema de distribuição. Se a supervisão implantada por uma determinada lei nacional não for suficiente para a garantia de um nível razoável de independência, permitindo, por exemplo, que a empresa verticalmente integrada exerça poder de influência e decisão nas atividades do dia a dia do operador do sistema de distribuição, então a lei deve ser modificada. O mesmo vale para arranjos contratuais que impliquem prejuízo à independência.

5.2.2.3. SEPARAÇÃO FUNCIONAL (*FUNCTIONAL UNBUNDLING*)

Para o *functional unbundling*, a Nota Interpretativa reserva a maior parte de suas considerações no que tange aos regimes de separação atinentes aos sistemas de distribuição. São elencados aspectos ligados: (i) à separação gerencial, (ii) aos efetivos direitos de tomada de decisão, (iii) ao programa de *compliance* (conformidade) e (iv) às medidas adicionais necessárias para a garantia da separação funcional (UE, 2010).

Em relação à separação gerencial (*management separation*), a Diretiva (artigo 26) não limita suas restrições apenas à alta gestão, tais como membros da diretoria, englobando inclusive o pessoal responsável pelo gerenciamento operacional do distribuidor. Dessa forma, um gerente de um operador de sistema de distribuição não pode ser, ao mesmo tempo, diretor de uma empresa relacionada de produção, por exemplo, ou vice-versa. A intercambialidade de funções deve ser avaliada caso a caso, mas, como regra geral, deve-se preservar a não ingerência nas decisões do dia a dia das redes.

No que concerne aos interesses profissionais das pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede, a Nota exemplifica que até mesmo uma estrutura salarial baseada na performance da *holding* pode pôr em risco a independência funcional, uma vez que faz suscitar conflitos de interesses relevantes.

Ainda tratando da separação gerencial, no âmbito do *funcional unbundling*, uma questão considerada relevante pela Nota é a possibilidade de compartilhamento de serviços em comum entre os distribuidores e as respectivas empresas-mãe, tais como recursos humanos, finanças, serviços de informação (IT), transporte, dentre outros. Para esse assunto, a nota recomenda avaliação caso-a-caso. Porém, uma vez que a norma indica, em seu artigo 26 (2) (c), a necessidade de o distribuidor ter à sua disposição os recursos necessários (técnicos, humanos, etc.), este não deve confiar totalmente em serviços ou recursos alocados em outras partes da empresa verticalmente integrada. Nos casos em que

os serviços são compartilhados, deve-se mitigar os conflitos de interesse e, em particular, são considerados inaceitáveis quaisquer subsídios cruzados fornecidos pelo operador do sistema de distribuição para outras partes da empresa verticalmente integrada.

No que se refere aos efetivos direitos de tomada de decisão, o operador do sistema de distribuição deve ser capaz de tomar decisões no que diz respeito aos ativos necessários para operar, manter ou desenvolver a rede, tendo à sua disposição os recursos necessários, incluindo humanos, técnicos, físicos e financeiros. De acordo com a Nota, esse requisito não necessariamente implica que o operador do sistema de distribuição deve ter a propriedade dos ativos. Porém, caso a empresa verticalmente integrada mantenha a propriedade dos ativos de distribuição, deve ser garantido ao operador do sistema as decisões relativas a esses ativos, sendo vedada a supervisão diária do funcionamento das redes por outras partes da empresa verticalmente integrada. No que tange ao plano financeiro, o operador do sistema de distribuição deve ter independência completa, devendo ser garantido ao operador recursos suficientes para manter e ampliar sua infraestrutura.

Nos termos do artigo 26 (2) (d) da Diretiva, um programa de *compliance* (conformidade) deve ser estabelecido de modo a garantir a exclusão de condutas discriminatórias, bem como monitorar se de fato tais condutas não estão sendo adotadas. O Programa deve ser um documento formal que assegure que as atividades da rede como um todo, bem como empregados e gerentes do operador do sistema de distribuição, cumpram os princípios da não-discriminação.

Para as medidas adicionais de que trata a Nota, além daquelas elencadas no artigo 26 (3) da Diretiva, tais como a necessidade de garantir o monitoramento adequado por autoridades reguladoras competentes e a necessidade de evitar a confusão da identidade da distribuição com a da empresa verticalmente integrada, é destacado que os estados membros podem considerar medidas suplementares ao conjunto mínimo de regras trazidas pela diretiva, de forma a garantir a efetividade do *unbundling*.

5.2.2.4. SEPARAÇÃO CONTÁBIL (*ACCOUNTING UNBUNDLING*)

Em comparação com a Diretiva europeia anterior de 2003, os dispositivos relativos à separação contábil permaneceram praticamente inalteradas, e seu princípio básico é o de manter separados os registros contábeis da distribuição. Diferentemente do *unbundling*

legal e funcional, não há exceção para a separação contábil, sendo esse o nível mínimo de separação exigido inclusive para pequenos operadores de redes de distribuição.

É importante que os princípios contábeis adequados sejam fielmente observados, de forma a se realizar alocação correta e transparente dos custos e excluir eventuais exageros de seus valores. A alocação não acurada de custos pode levar a subsídios cruzados que favoreçam a empresa verticalmente integrada, podendo provocar distorções na competitividade dos segmentos concorrenciais. Para tal, exige-se supervisão adequada das autoridades regulatórias.

5.2.2.5. EXCEÇÕES PARA A SEPARAÇÃO LEGAL E FUNCIONAL

Operadores de sistemas de distribuição que atendem a menos de 100000 (cem mil) usuários conectados podem ser dispensados das exigências da separação legal e da separação funcional. A Nota destaca que não há definição do termo “usuário conectados”, mas que geralmente uma casa é considerada, por exemplo, uma única conexão, independentemente do número de pessoas que a habitam. Por outro lado, um único edifício constituído por 8 apartamentos representa 8 conexões com a rede.

Ao ultrapassar 100000 usuários, uma empresa de rede separada deve ser criada e, para tal, há basicamente duas escolhas disponíveis:

- Manter a empresa de distribuição como parte da empresa verticalmente integrada, sendo necessário, neste caso, a independência funcional;
- Renunciar ao controle da empresa de distribuição, vendendo suas ações para terceiros, fazendo com que a distribuidora não seja mais parte de uma empresa verticalmente integrada, tornando não aplicável o artigo 26.

Porém, se uma empresa de produção de gás, por exemplo, adquire diversas empresas de distribuição menores, cada uma com menos de 100 000 usuários, mas a soma total dessas empresas ultrapassa esse limite, todos os operadores de sistema de distribuição sob seu controle devem observar as regras de separação ditadas pelo artigo 26 da Diretiva. A Nota Técnica apresenta alguns exemplos:

- Se uma companhia que atua em um elo concorrencial compra 3 operadores de sistema de distribuição, cada um atendendo a 40000 (quarenta mil) usuários conectados, todas as três distribuidoras devem ser funcionalmente separadas ou fundidas em uma ou duas empresas, também funcionalmente separadas.

- Se uma companhia que atua em um elo concorrencial compra 5 operadores de sistemas de distribuição, sendo uma atendendo a 120000 (cento e vinte mil) usuários e as outras quatro atendendo a 1000 (mil) cada, todas as 5 empresas devem ser submetidas à separação funcional (ou serem fundidas em uma ou mais empresas também funcionalmente separadas).

5.2.2.6. CLASSES DE CONSUMO – BREVES CONSIDERAÇÕES

O Manual para o Design de Tarifas de Distribuição de Gás (tradução livre para “*Gas Distribution Rate Design Manual*”), elaborado pela *National Association of Regulatory Utility Commissioners* – NARUC dos Estados Unidos, reserva uma seção aos princípios necessários para determinar tarifas (ou preços) com base em diferentes classes de usuários.

Para o desenho dessas tarifas, de acordo com o manual, primeiramente é necessário dividir os usuários em diversas classes. Tais classes e suas respectivas tarifas são definidas de acordo com um conjunto de características que é comum a todos os membros de uma determinada classe. Os fatores a serem adotados para a definição das classes incluem: (i) dimensão ou tamanho; (ii) tipo de consumidor/usuário; (iii) tipo de uso; (iv) modalidade de serviço (firme ou interruptível); (v) fator de carga; e (vi) capacidade de combustível alternativo. (NARUC, 1989).

O manual considera como tipos de consumidor/usuário o residencial, consumidor ou industrial, categorias essas que são geralmente subdivididas. Os residenciais, por exemplo, podem ser segregados entre aqueles que utilizam o gás para calefação ou para outros fins.

A classificação por tipo de uso é semelhante a por tipo de consumidor/usuário, mas está mais relacionada às especificidades do território onde o serviço se encontra. Por exemplo, se é uma zona rural, pode ser mais vantajoso projetar uma taxa especial para quem utiliza gás para a secagem de grãos. São consumidores com fatores de cargas baixos, mas com consumo intenso na estação pós-colheita (ou no período de secagem) e consumo praticamente nulo nas demais estações. Assim, devem ser projetadas tarifas ou preços apropriados a essa categoria que levem em conta tais especificidades.

Já a segmentação com base no fator de carga (ou cargas de consumos características) pode ser semelhante à divisão com base em serviços firmes ou interruptíveis. Ela é especialmente útil no caso da demanda sazonal de regiões em que as estações do ano são

bem definidas, nas quais o consumo é muito mais intenso no inverno devido à necessidade de aquecimento de ambientes.

Ao se definir quais fatores usar para determinar classes de tarifas, é necessário considerar os objetivos a serem atingidos, ressalta o Manual da NARUC. Uma divisão de classes de tarifas apropriada pode ser útil para se atingir uma série de metas, o que inclui eficiência econômica, tarifas justas, custos devidamente refletidos, necessidades sociais atendidas, competitividade, eficiência operacional, incentivos ao desenvolvimento, estabilidade de taxas.

Em relação a classes de consumo, a ANP, em suas regulamentações, não determina regras específicas, conforme ilustra a seção do presente Manual dedicada à regulamentação afeta à ANP para as atividades monopolísticas sob sua égide regulatória (o transporte de gás).

5.3. TARIFAS

Resumidamente, a tarifa é o valor cobrado pelo transportador para a prestação do serviço de transporte de gás pelo meio dutoviário. Tendo em vista o enorme poder de mercado que têm as empresas que ofertam serviços considerados monopólios naturais, as tarifas são o principal alvo de atuação do poder estatal ou concedente. Sem a devida supervisão por parte do Estado, é quase certo que o monopolista auferirá ganhos extraordinários, prejudicando ou inibindo o crescimento do setor.

Para avaliação, cálculo e/ou aprovação das tarifas ou das metodologias de cálculo dessas tarifas, o poder concedente faz uso de uma série de premissas de forma que os valores a serem cobrados correspondam, concomitantemente, a retornos razoáveis para o agente econômico provedor do serviço e a preços justos e aceitáveis a serem pagos pelos usuários desse serviço.

Para tal, uma série de procedimentos deve ser levada em conta para uma análise apropriada das tarifas, como exemplifica a Nota Técnica nº 006/2011-SCM, de 22 de fevereiro de 2011, intitulada “Cálculo da Tarifa de Transporte pela ANP: O Caso do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus”. Dentre os procedimentos elencados no referido caso, podem ser destacados (ANP, 2011):

- a importância de se detalhar os encargos que compõem as tarifas de transporte (no caso, o encargo de entrada, de saída e de transporte);

- a necessidade de se realizar a estimativa da Taxa de Retorno (TR) com base em metodologias amplamente reconhecidas;
- a avaliação criteriosa de rubricas não relacionadas à prestação de serviço e sua exclusão, se aplicável.

Especificamente no caso em tela, o cálculo da tarifa de transporte do gasoduto levou em conta as seguintes rubricas:

- o custo de investimento, considerando apenas aqueles atribuíveis à prestação do serviço de transporte de gás natural, a saber, o gasoduto em si e suas estações de compressão;
- os custos de operação e manutenção (O&M) e despesas gerais e administrativas (G&A);
- a depreciação dos ativos envolvidos no projeto;
- a estrutura de capital, com vistas a analisar o impacto da alavancagem financeira no cálculo do custo médio ponderado de capital (CPMC);
- a taxa de retorno (TR), com base em metodologias transparentes e amplamente conhecidas.

A atuação da ANP no processo de aprovação da tarifa para o transporte de gás natural no gasoduto Coari-Manaus, descrita na Nota Técnica nº 006/2011-SCM, promoveu redução de 47,33% na tarifa cobrada pela Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, à época subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. O valor calculado pela TAG foi de R\$18,12/MMBtu, enquanto o valor calculado pela equipe da então Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM/ANP), atualmente Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM/ANP), foi de R\$9,54/MMBtu, ressaltando a importância do papel da regulação e do órgão regulador.

O papel da ANP na regulação das tarifas também é ilustrado no processo de aprovação da tarifa do gasoduto Lateral -Cuiabá, operado pela GásOcidente do Mato Grosso Ltda. – GOM, conforme o Parecer Técnico ANP nº 009/SIM/2018. Na ocasião, com base na Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, foram apresentados à ANP os seguintes parâmetros: (i) depreciação anual (contábil e fiscal); (ii) custos de operação e manutenção (Custos de O&M); (iii) despesas gerais e administrativas (Despesas de G&A), (iv) as alíquotas do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica e da Contribuição Social Sobre o Lucro

Líquido (IR/CSLL) e do PIS/Cofins, tendo em vista que a empresa apresentou a sua proposta com a incidência de impostos sobre o faturamento, não havendo, segundo a GOM, incidência de ICMS; (v) a Taxa de Retorno (TR), representando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC); (vi) o horizonte do fluxo de caixa descontado; e (vii) a capacidade de transporte do gasoduto de transporte. Dentre esses parâmetros, a ANP teceu críticas acerca da depreciação anual, do valor da capacidade de transporte adotado e do cálculo da TR.

Os detalhes dos cálculos dos parâmetros dos valores aprovados pela ANP são descritos no supracitado Parecer Técnico e incluem: (i) valor da Base Regulatória de Ativos (BRA); (ii) custos de O&M e despesas de G&A; (iii) depreciação; (iv) valor residual; (v) variação da necessidade de capital de giro, (vi) estrutura de capital; (vii) taxa de retorno; (viii) capacidade de transporte e (ix) a fórmula e o valor da tarifa em si.

O valor da tarifa calculado pela equipe da SCM/ANP (atual SIM/ANP), foi de R\$1,8234/MMBtu, líquida de tributos, incidentes sobre o faturamento (ICMS, PIS, Cofins, ISS, dentre outros), dividida nos seguintes encargos:

- Encargo de Capacidade de Entrada: R\$0,1575/MMBtu;
- Encargo de Capacidade de Transporte: R\$1,6615/MMBtu;
- Encargo de Capacidade de Saída: R\$0,0044/MMBtu; e
- Encargo de Movimentação: R\$0,0000/MMBtu (encargos de movimentação são aqueles destinados a cobrir os custos e as despesas variáveis com a movimentação de gás, considerados inexistentes nesse caso).

Considerando que, no caso do Gasoduto Lateral-Cuiabá, a proposta tarifária apresentada pela empresa em 2016 foi de R\$2,7099, a redução no valor da tarifa promovida pela atuação regulatória da ANP foi de 32,71%.

O valor aprovado pela ANP para o Gasoduto Lateral-Cuiabá referiu-se à prestação de Serviço de Transporte Firme. Uma vez homologada, este valor passou a ser a referência para a oferta de serviços de transporte pela empresa.

De acordo com Pinto Jr. (2016), existem três formas de determinar as tarifas de transporte: as tarifas baseadas em distância, as tarifas postais, que desconsideram a distância, e as tarifas do tipo entrada/saída.

As tarifas por distância buscam refletir os custos fixos e variáveis de cada contrato de transporte, sendo esses custos proporcionais à distância percorrida pelo gasoduto entre o produtor e o consumidor.

As tarifas postais, por sua vez, fazem com que todos os carregadores paguem uma mesma tarifa de transporte, independentemente dos custos incorridos pelos serviços demandados.

As tarifas do tipo entrada-saída estabelecem encargos de entrada e de saída do sistema que podem variar muito entre o ponto de entrada e o ponto de saída, com o objetivo de tornar os custos totais de transporte o mais próximo possível de seus custos associados. A tarifação por entrada e saída possui como vantagem principal a possibilidade de comércio e a troca de propriedade do gás natural dentro de um sistema de movimentação de gás natural, reduzindo o custo de revenda de gás no sistema.

É importante destacar que a possibilidade de organização da malha de transporte como sistema e a oferta dos serviços de transporte no regime de contratação de capacidade por entrada e saída foi trazido ao arcabouço regulatório pelo Decreto 9.616, de 17 de dezembro de 2018.

Outro aspecto que deve estar sob monitoramento ativo são ações que proporcionem sinais econômicos aos investidores, especialmente no marco atual com a desverticalização proposta no Novo Mercado de Gás. Urge a necessidade de mecanismos que ensejem atratividade do mercado privado no setor, e a metodologia de cálculo tarifário é um combustível intrínseco para alavancar tanto os contratos originais quanto novos contratos.

A discussão no que tange à estrutura tarifária de transporte de GN por gasodutos possui uma gama de variáveis a ser considerada de acordo às suas classificações, sejam elas postais, ponto a ponto, zonais, fator de distância, mista ou entrada e saída. Não obstante, independente do modelo arbitrado, a questão reside em proporcionar ao mercado expansão de capacidade que reflita tanto uma remuneração adequada do investimento como o repasse dos benefícios associados.

Destarte, no intuito de se manter a presença desses sinais econômicos, é preciso critério nas tomadas de decisão. Por exemplo, a aplicação de tarifas *rolled in* (compartilhadas²)

² De acordo com a Resolução ANP nº 15/2014, art.2º, XIX, a Tarifa Compartilhada corresponde à tarifa de transporte calculada com base nos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade de Transporte existente somados aos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade de Transporte resultante de ampliação da capacidade de transporte.

só é razoável quando for maior que a tarifa incremental³ (advindas de novos contratos sem investimentos de expansão), haja vista que, assim, as tarifas de contratos originais estarão em um patamar maior de competitividade que aquelas dos novos contratos, estimulando investimentos em novos serviços.

No que diz respeito ao repasse de receitas não previstas, é salutar o repasse pelo transportador ao carregador de parte dessa receita líquida, redefinindo as tarifas dos contratos firmes originais. Porém, há que se obter um equilíbrio do repasse desses benefícios em caso de comprovados serem resultados de esforços por parte dos transportadores que, nesse caso, devem adquirir tais receitas.

Em suma, um grande emblema a ser balanceado na regulação desse segmento são os sinais econômicos que proporcionem atratividade a novos investimentos, e ao mesmo tempo, tornem eficientes os custos de forma a dar robustez e competitividade aos preços finais ao consumidor. Por meio de um mercado integrado, os benefícios dos ganhos de escala são redistribuídos a todos os participantes, sendo, portanto, a expansão de uma relação de ganha-ganha. Como exemplo de benefícios da integração, têm-se a melhoria de sinais locacionais e a remoção de subsídios cruzados. Assim, reconhece-se e, claro, remunera-se adequadamente atores que se mostram mais eficientes.

5.4. REGULAÇÃO DA QUALIDADE DOS SERVIÇOS

A regulação da qualidade é abordada pelo estudo produzido pela Kema Consulting GmbH para a *Energy Community* da União Europeia, intitulado *Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community* (KEMA, 2010). O termo “qualidade”, segundo o relatório, deve ser compreendido sob um prisma mais amplo que contemple os seguintes tópicos:

- Segurança do Suprimento de gás;
- Qualidade Técnica e Padrões de Segurança;
- Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço;
- Confiabilidade do Suprimento.

Para a Segurança do Suprimento (*Security of Supply*), o relatório destaca medidas e

³ De acordo com a Resolução ANP nº 15/2014, art. 2º, XX, a Tarifa Incremental corresponde à tarifa de transporte calculada com base nos custos, despesas e investimentos relacionados exclusivamente à Capacidade de Transporte resultante de ampliação da capacidade de transporte.

mecanismos a serem adotados, sob uma perspectiva de longo prazo, para a garantia do abastecimento para consumidores residenciais e comerciais. Tais medidas incluem: (i) parcerias confiáveis com fornecedores; (ii) mecanismos de coordenação entre estados membros para casos de emergência. Para os reguladores, KEMA (2010) destaca a importância da realização de estudos para a demanda de gás e a disponibilidade da infraestrutura que, contemplando questões afeta à segurança do suprimento, possibilitem medidas governamentais adequadas.

Para Qualidade Técnica e Padrões de Segurança, faz-se referência à especificação do gás (Índice de Wobbe, dentre outros), pressões máximas de operação, padrões para construção segura, obrigatoriedade de odorização, mecanismos de segurança para estações de regulação de pressão (por exemplo, válvulas de bloqueio), dentre outros. O estudo, por fim, ressalva que não se aprofunda nessa categoria em seu relatório.

A Qualidade Comercial (ou qualidade do serviço) e a Confiabilidade são endereçadas pelos reguladores nacionais para monitorar e controlar os serviços prestados pelos operadores de rede regulados. Como a regulação da distribuição tem como objetivo aumentar a eficiência da rede, ela acaba conduzindo à redução de custos que afetam a qualidade comercial ou a rentabilidade. Assim, os reguladores tendem a estabelecer padrões ou esquemas de incentivos de forma a garantir que o distribuidor alcance um dado nível de qualidade comercial e confiabilidade, medidas conhecidas como verdadeira “Regulação da Qualidade”. Diferentemente das medidas de proteção ao consumidor, a “Regulação da Qualidade” tem como foco o operador de rede, enquanto as medidas de proteção ao consumidor incluem o fornecedor e levam ainda em conta necessidades específicas de grupos de consumidores. A Regulação da Qualidade é normalmente uma medida complementar da regulação por incentivo (*cap regulation*), com o objetivo de contrabalançar os incentivos para diminuição de custos (KEMA, 2010).

A Qualidade Comercial do operador de rede pode ser analisada e monitorada sempre que o operador de rede tem contato com o usuário da rede. Por exemplo, quando um cliente solicita conexão com a rede de distribuição, interrupções e questões relativas à segurança (odorização) são monitoradas. Indicadores para a medição da Qualidade Comercial podem incluir:

- Tempo de resposta do operador de rede;
- Tempo de espera para atender uma ligação telefônica;

- Qualidade da resposta / informação;
- Urbanidade do *staff*;
- Manutenção dos compromissos assumidos com o cliente.

Para esses indicadores, padrões podem ser definidos (por exemplo, “o operador de rede deve responder em 10 dias uma solicitação do seu cliente) e se não forem atingidos, o operador pode ter que pagar uma determinada penalidade ao cliente (KEMA, 2010).

A Confiabilidade é a medida da disponibilidade do gás e se refere à capacidade adequada (medidas de longo prazo) e segurança nas operações (medidas de curto prazo). A disponibilidade de gás para o usuário final é medida por indicadores de confiabilidade, tais como frequência e duração de interrupções no fornecimento. Os indicadores podem ainda se basear em medidas de performance do operador (por exemplo, duração das interrupções por cliente por ano). A performance do operador de rede pode ser incentivada por meio de esquemas de incentivo que conectem a performance média do operador de rede com incentivos financeiros. A performance da companhia pode ser comparada com a meta de qualidade, resultando em um prêmio ou penalidade, existindo uma gama muito variada de esquemas de incentivo. Conforme Figura 5, o relatório KEMA (2010) traz, como exemplo, uma representação de penalidades/recompensas (y) versus nível de qualidade medido (x).

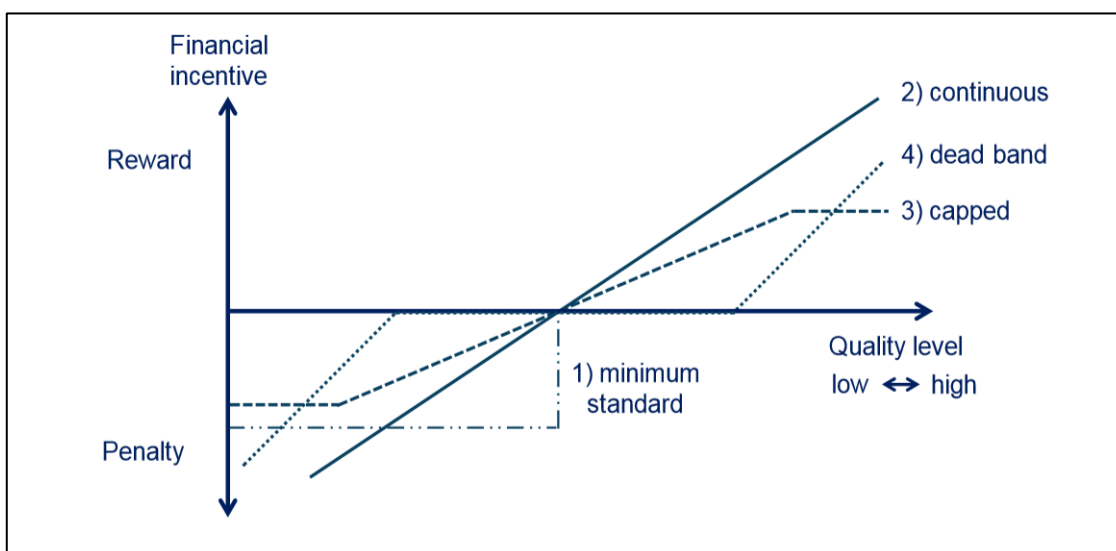


Figura 5: Exemplos de esquemas de incentivos de qualidade. Fonte: KEMA (2010)

De acordo com o esquema 1 da Figura 5, após atingir um certo nível de qualidade, uma penalidade fixa é imposta. Já no esquema 2, há uma relação linear entre “preço” (penalidades ou recompensas) e qualidade da regulação. O esquema 3 é semelhante ao

esquema 2, mas a partir de um certo ponto, não são mais acrescidos prêmios ao incremento do nível de qualidade (*capped*), o que é justificado pelo argumento de que esse corte (*capping*) reduz o risco financeiro para a companhia e para seus clientes. No entanto, o *capping* também apresenta desvantagens, uma vez que se o nível de qualidade cai, as penalidades são cobradas até certo ponto, mesmo que haja ainda mais degradação na qualidade dos serviços prestados. O mesmo raciocínio se aplica à limitação dos prêmios, o que pode inibir incentivos para a melhoria dos serviços. O esquema 4 também é semelhante ao esquema 2, mas possui uma banda morta (*dead band*), dentro da qual não há ajustes. O relatório destaca ainda que alguns reguladores também incluem elementos de proteção ambiental em seus arcabouços regulatórios. Como exemplo, KEMA (2010) cita que regulador do Reino Unido (*Ofgem – Office of Electricity and Gas Markets*) monitora as emissões de gases causadores do efeito estufa, especialmente o metano, de alto impacto e principal componente do gás natural.

Por fim, é importante não confundir a visão trazida por KEMA (2010) para a qualidade com o conceito comumente abordado pelas regras do setor no Brasil, que consideram o termo como praticamente um sinônimo de especificação do gás natural.

5.5. A NOVA LEI DO GÁS

Até 2009, todas as regras em nível legislativo relativas ao exercício das atividades e ao acesso de infraestruturas para o setor de gás natural eram dadas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (a “Lei do Petróleo”). Inexistiam disposições que levassem em conta as especificidades dos elos da cadeia do gás que se comportam como monopólios naturais, como o transporte e a distribuição. Sendo esta última monopólio constitucional dos estados, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, a “Lei do Gás” versou sobre a regulação do transporte de gás natural e demais atividades da esfera federal. Importante ressaltar que o marco legal de 2009 não alterou as regras aplicáveis ao *upstream* (exploração e produção) da indústria de gás natural estabelecidas pela “Lei do Petróleo” e que, em 2 de dezembro de 2010, foi editado o Decreto nº 7.382, posteriormente modificado pelo Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.

Uma série de debates e discussões ocorridos no âmbito do programa governamental Gás para Crescer levaram à proposição, em 2017, de um substitutivo ao Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013, visando ao estabelecimento de novas regras para o mercado de gás natural. O PL 6.407/2013 foi aprovado na Câmara dos Deputados em setembro de 2020 e, a partir

de então, tramitou no Senado Federal como PL 4.476/2020, tendo sido aprovado nesta casa, com emendas, em dezembro do mesmo ano. Em março de 2021, as emendas ao PL foram rejeitadas pela Câmara dos Deputados e, finalmente, em 9 de abril de 2021, foi publicada a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, novo marco legal para o setor de gás natural brasileiro, sendo denominada também a Nova Lei do Gás, revogando a Lei nº 11.909/2009.

Com a nova lei, o regime geral de outorgas para gasodutos de transporte voltou a ser o autorizativo, em que a ANP passa a ser a responsável pelas outorgas, ficando extinto o regime de concessão. Conforme art. 4º, há a necessidade de chamada pública para a contratação de capacidade. Adicionalmente, a nova lei prevê ainda período de contestação para a manifestação de transportadores que desejem implantar gasoduto com a mesma finalidade proposta por um determinado agente, conforme art. 11 e, neste caso, a ANP deverá realizar processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso. Esses dispositivos são transcritos a seguir:

Art. 4º A atividade de transporte de gás natural será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações.

§ 1º A ANP regulará a habilitação dos interessados em exercer a atividade de transporte de gás natural e as condições para a autorização e a transferência de titularidade, observados os requisitos técnicos, econômicos, de proteção ambiental e segurança.

§ 2º A outorga de autorização de atividade de transporte que contemple a construção ou ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública, nos termos da regulamentação da ANP.

(...)

Art. 11. O processo de autorização para construção de gasoduto de transporte deverá prever, nos casos estabelecidos em regulamentação, período de contestação no qual outros transportadores poderão manifestar interesse na implantação de gasoduto com mesma finalidade.

Parágrafo único. Se houver mais de um transportador interessado, a ANP deverá promover processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos.

A nova lei aprofundou significativamente a separação entre a atividade de transporte de gás natural e as atividades concorrenciais, conforme destaca o art. 5º. Além disso, transportadores autorizados até a data de publicação da nova lei que não atendam aos requisitos e critérios de independência devem obter certificação de independência junto à ANP, nos termos de sua regulação.

Art. 5º O transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural.

§ 1º É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

§ 2º É vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrenciais sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador.

§ 3º A empresa ou o consórcio de empresas que tenham obtido autorização para o exercício da atividade de transporte de gás natural até a data de publicação desta Lei e não atendam aos requisitos e critérios de independência estabelecidos no caput e nos §§ 1º e 2º deste artigo terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP, nos termos de sua regulação, no prazo de até 3 (três) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 2 (dois) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último.

§ 4º A certificação de independência de que trata o § 3º deste artigo terá validade máxima até 4 de março de 2039.

A nova lei também trouxe a possibilidade da organização da malha de transporte brasileira na forma de sistemas de transporte de gás natural em que a oferta dos serviços ocorrerá no regime de contratação de capacidade entrada e saída, podendo a entrada e a saída serem contratadas separadamente (Art. 13). A delimitação desse sistema é definida como área de mercado de capacidade, local onde o carregador poderá contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados. A coordenação da operação dos transportadores nessa área de mercado ficará a cargo do “gestor de área de mercado de capacidade”, agente que será regulado e fiscalizado pela ANP (Art. 3º, III e XXVII). Dentre outras obrigações, esse gestor deverá encaminhar, para a aprovação da ANP, códigos comuns de rede, que são um conjunto de regras para promover a operação, de forma uniforme, harmônica, eficiente, segura e não discriminatória, dos sistemas de transporte de gás natural pelos transportadores (Art. 3º, XII, Art. 15).

A Nova Lei do Gás determina também que a comercialização, atividade de compra e venda de gás natural, dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada, e será efetuada por meio de contratos padronizados, no mercado organizado. Esse mercado será administrado pela entidade administradora de mercado de gás natural, agente a ser habilitado para essa função mediante celebração de acordo de cooperação técnica com a ANP. A entidade administradora terá como obrigações mínimas: I – facultar o acesso da Agência a todos os contratos registrados; II – certificar-se de que os contratos estão aderentes à regulação da ANP; III – atender ao fluxo e ao sigilo de informações entre as entidades administradoras do mercado e os gestores das áreas de mercado de capacidade, nos termos da regulação. (Art. 3º, XIII, Art. 31, § 4º, Art. 32).

Com o objetivo de coibir o “self-dealing”, a nova lei determina, em seu artigo 30, a vedação aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ao acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou ao exercício do poder para designar ou do direito a voto para eleger membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal de distribuidora de gás canalizado (BRASIL, 2021).

Em relação às tarifas, a nova Lei estabelece que:

- As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos (Art. 9º, Parágrafo Único) ;
- As tarifas nos sistemas de transporte de gás natural devem ser estruturadas pelos transportadores, observados os mecanismos de repasse de receita entre eles, consoante regulação da ANP (Art. 13, § 2º); e
- O cômputo da receita máxima permitida de transporte e o cálculo das tarifas de transporte devem considerar a sinalização dos determinantes de custos associados à área de mercado de capacidade e ao sistema de transporte, além de incluir critérios de eficiência e competitividade, de acordo com a regulação estabelecida pela ANP (Art. 13, § 3º)..

A nova Lei define o consumidor livre como consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realiza a atividade de comercialização de gás natural (Art. 3º, XV).

A Nova Lei do Gás cobre outros elos da cadeia de valor do gás natural, além do transporte e distribuição, determinando um conjunto de regras específicas para o escoamento da produção, o tratamento ou processamento, a estocagem, a importação e a exportação de gás. A nova Lei passou a determinar o acesso obrigatório às instalações de escoamento, tratamento, processamento, estocagem e aos terminais de GNL, e trouxe de volta à ANP a competência de autorizar a importação e a exportação de gás natural.

Por fim, a nova Lei estabeleceu, em seu Art. 45, que a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre (BRASIL, 2021).

5.6. O NOVO MERCADO DE GÁS: PROPOSTAS PARA O SETOR BRASILEIRO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No âmbito do Novo Mercado de Gás, foi expedida, pelo Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural, a Nota Técnica intitulada “Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural”. Neste documento, é dedicada uma seção inteira para a regulação estadual.

Em relação às agências reguladoras, é essencial que elas garantam o cumprimento de regras contratuais, independentemente do governo. Devem ser independentes, com quadro altamente especializado e capacitado, sendo a instituição responsável por tomar decisões equilibradas num cenário de interesses conflitantes entre os principais stakeholders, como concessionários, consumidores e governos. Para que uma agência reguladora seja efetiva, uma série de condições devem ser observadas, dentre as quais:

- **Transparência:** as decisões devem ser fundamentadas e disponibilizadas. As pautas e memórias das reuniões de diretoria devem ser públicas, assim como sua agenda regulatória.
- **Participação pública:** as decisões devem permitir a participação das partes interessadas, por meio inclusive de consultas e audiências públicas. Decisões em casos concretos devem permitir a ampla defesa e o contraditório.

- **Fundamentação técnica:** as decisões devem ser fundamentadas em estudos, técnicos e jurídicos, sendo importante a adoção de AIRs. Os quadros das agências devem ser altamente especializados na matéria que regulam e devem ter estabilidade funcional para assegurar sua autonomia.
- **Escolha dos dirigentes:** devem ser escolhidos por meio de critérios técnicos tais como experiência e conhecimento do segmento que regula.
- **Mandato dos dirigentes:** os dirigentes devem ter mandato fixo, não coincidentes, sem possibilidade de serem trocados em razão das decisões que tomam, assegurando autonomia decisória e, conseqüentemente, a estabilidade na tomada de decisões e a continuidade dos trabalhos da agência.
- **Processo decisório:** as decisões devem ser tomadas, prioritariamente, de forma colegiado, restringindo ao mínimo possível decisões monocráticas.
- **Última instância administrativa:** as decisões da agência reguladora têm de ser a última instância no poder executivo.

Em relação às práticas regulatórias, o documento expedido no âmbito do Novo Mercado de Gás deixa claro não se tratar de imposição aos estados, mas disponibilizar aos reguladores um arcabouço regulatório com melhores práticas, abordando duas questões fundamentais: a segregação do serviço de distribuição da atividade de comercialização da molécula de gás natural (viabilizando a figura do consumidor livre de gás natural) e a regulação eficiente do serviço de distribuição de gás natural (BRASIL, 2019a).

No que se refere à separação da distribuição da comercialização, a Nota Técnica ressalta que, para “possibilitar que um consumidor possa comprar molécula de gás de um comercializador e adquirir o serviço de distribuição da distribuidora estadual, torna-se imprescindível a segregação do preço da molécula da tarifa de transporte e distribuição. Nesse sentido, um consumidor que exerce a prerrogativa de se tornar livre passa a adquirir a molécula de um comercializador/produtor (deixando de pagar tal custo à distribuidora) e segue pagando a tarifa de distribuição para a distribuidora estadual e a tarifa de transporte para o transportador. Mesmo para os consumidores que seguirão cativos num primeiro momento, a abertura é positiva, dado que traz transparência e clareza para os usuários da formação da tarifa. Os processos de reestruturação dos setores de energia nos países desenvolvidos foram paulatinamente evoluindo para maior abertura do mercado livre até que se atinja o estágio no qual todos os consumidores são livres para escolherem o comercializador da molécula de gás, como já ocorre na Europa e nos Estados Unidos,

sem que isso inviabilize o negócio da distribuidora. Pelo contrário, a distribuidora deixa de absorver o risco da comercialização da molécula, tornando-se uma empresa focada em operação e manutenção da malha de distribuição de gás natural” (BRASIL, 2019a).

Nesse contexto, o relatório ressalta a necessidade de uniformização e harmonização da figura do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador para que possam tomar a decisão de investir em ampliação e novas plantas e aposta que, “como o insumo energético é fundamental para a viabilidade econômica do investimento, a certeza de poder contratar a molécula livremente, em conjunto com as oportunidades que serão trazidas pela abertura do mercado de gás brasileiro fará com que investimentos atualmente inviáveis para um consumidor cativo sejam implementados pelos consumidores livres”. Espera-se que mesmo para os consumidores cativos a abertura do mercado traga redução no custo do gás, uma vez que as distribuidoras terão novas oportunidades de aquisição de combustível. Por fim, no que se refere ao *unbundling*, o relatório destaca que a “regulação deve assegurar transparência total aos valores repassados às tarifas dos consumidores” (BRASIL, 2019a).

No que tange à regulação econômica do serviço de distribuição, o relatório destaca que esta deve emular a pressão dos mercados competitivos sobre a eficiência operacional da empresa prestadora do serviço, passando a ser o substituto mais próximo das forças concorrenciais do mercado. No início, a regulação se baseava no repasse tarifário dos custos necessários à prestação do serviço, a denominada regulação pelo custo do serviço, mas, além do problema na qualidade da informação prestada pelo regulado, o agente regulador logo percebeu que pouco esforço era empreendido em ganhos de eficiência e produtividade. A assimetria de informação tornava impraticável a imposição de metas reais para redução de custos. Dessa forma, a evolução da teoria da regulação avançou para a regulação por incentivos, em que o regulador fixa um preço ou receita máxima, atualizados por um índice de preços, fazendo com que ganhos de eficiência por parte do monopolista passem a significar maior rentabilidade. A fim de beneficiar o consumidor, criou-se a figura da revisão tarifária. A regulação por incentivos foi rapidamente adotada na regulação de monopólios naturais como transporte e distribuição de gás natural, transmissão e distribuição de energia elétrica, saneamento, dentre outros.

Conforme destaca a Nota Técnica, em 2019 na distribuição de gás canalizado no Brasil, somente os contratos de concessão dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo possuíam elementos de regulação por incentivos. Para todos os demais estados, permanece a

regulação pelo custo do serviço. Em muitos casos, além da regulação que premia a ineficiência, há taxas definidas nos contratos de concessão da ordem de 15% a 20%, relativas à época em que esses contratos foram assinados e dissonantes em relação às condições macroeconômicas atuais. A prática considerada mais adequada é o cálculo da taxa pela agência reguladora, com base em teoria de finanças, refletindo o custo de oportunidade do capital a cada ciclo de revisão tarifária. A título de exemplo, a Nota Técnica aponta que “a agência reguladora do estado de São Paulo, que tem a competência para a definição da taxa de retorno regulatório, propôs para a quarta revisão tarifária da COMGÁS uma taxa de retorno de 8,27% (ARSESP, 2019), utilizando instrumental moderno para a definição do custo médio ponderado de capital. Na mesma linha, a agência reguladora do estado do Rio de Janeiro, propôs uma taxa de 9,43%”.

Outro elemento para o qual frequentemente se encontram distorções é a depreciação, que deve ser definida considerando a vida útil média dos ativos efetivamente empregados na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. De acordo com BRASIL (2019a), embora a taxa usual em segmentos de infraestrutura oscile entre 4% e 5%, o que corresponde à vida útil média dos equipamentos entre 20 e 25 anos, diversos contratos de concessão de distribuição utilizam taxa de 10%, correspondente à vida útil de 10 anos, o que eleva a tarifa de distribuição. É importante dessa forma que a taxa seja definida pela agência reguladora.

A Nota Técnica aborda ainda a questão da estrutura tarifária (ou seja, como a receita requerida será transformada em tarifas), uma variável que “pode ser trabalhada pelas agências reguladoras estaduais para alocar os custos de forma eficiente e, portanto, evitar subsídios cruzados entre os consumidores. Por exemplo, um consumidor que usa uma pequena infraestrutura exclusiva pode ter uma tarifa específica que remunere os custos relativos àquela conexão. Sem diferenciações na estrutura tarifária, grandes consumidores industriais podem estar subsidiando pequenos consumidores residenciais. As agências reguladoras estaduais também devem ter competências para definir suas estruturas tarifárias, observando boas práticas regulatórias que podem ser definidas pela agência federal, com maior harmonização entre as regulações estaduais, para que os estados compitam em bases equilibradas. Não se trata de *by-pass* físico, mas simplesmente de aprimoramento da estrutura tarifária a ser aplicadas aos consumidores” (BRASIL, 2019a).

Por fim, no que se refere às boas práticas regulatórias, a Nota Técnica destaca que “se, por um lado, a adoção de boas práticas regulatórias pode ter um efeito inicial de reduzir

o retorno sobre o capital investido, por outro trará economicidade ao desenvolvimento do mercado e, conseqüentemente, uma redução das tarifas que tornará o gás mais competitivo frente a outras fontes energéticas”.

A Nota Técnica identifica as seguintes alternativas de solução: (i) aquelas que dizem respeito a aspectos de desverticalização, (ii) privatização; (iii) agências reguladoras autônomas e (iv) outras práticas regulatórias em geral.

Em relação à desverticalização, aponta-se a necessidade de segregação funcional, ressaltando-se o papel da Petrobras no setor como exemplo, uma vez que ela possuía, na ocasião da publicação da Nota Técnica, participação indireta, por meio da Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, em 19 das 27 distribuidoras, indicando dirigentes, administradores e conselheiros, tendo significativo poder nas decisões tomadas nas empresas distribuidoras de gás canalizado. Além da segregação funcional, ressaltou-se a necessidade de a Petrobras vender sua participação no setor, o que é um dos objetos do Termo de Compromisso de Cessação de Prática firmado entre a empresa e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE em 2019.

A Nota incentiva também a privatização das empresas estaduais de gás canalizado como forma de elevar a efetividade da regulação, a eficiência das distribuidoras, a capacidade de investimento e separar as funções do estado enquanto poder concedente e prestador do serviço. A privatização é considerada também uma oportunidade para se redefinir as condições para a prestação do serviço, abrindo espaço para o aprimoramento das cláusulas econômicas dos contratos de concessão.

Em relação às Agências Reguladoras, considerou-se fundamental a criação e manutenção de agências reguladoras autônomas, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório para elevar a segurança e atratividade ao capital privado, prover credibilidade e segurança jurídica ao processo decisório, assegurar decisões equilibradas entre interesses conflitantes, separar a formulação das políticas públicas da regulação dos contratos de concessão e assegurar que os serviços sejam prestados nas condições contratadas.

Por fim, a adoção de boas práticas regulatórias, tema central deste Manual, é considerada imprescindível, sendo fundamental a própria experiência das agências reguladoras estaduais, considerando ainda haver enorme variação de práticas regulatórias entre os estados. A adoção de boas práticas deve ser estimulada pelo CNPE, respeitando a

competência do estado para a tomada final de decisão. Segundo a Nota Técnica, a agenda de reforma do arcabouço regulatório deveria abarcar:

- Separação entre as atividades de comercialização e distribuição de gás natural;
- Harmonização da regulação que trata dos consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, de modo que, efetivamente, haja ampliação do mercado livre, criação de novos arranjos comerciais e ampliação da demanda por gás natural;
- Transparência e ampla possibilidade de participação de todos os produtores no processo de chamada pública para aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais;
- Adoção da regulação por incentivos para definição das margens de distribuição;
- Período entre revisões tarifárias de quatro a cinco anos, para que o concessionário tenha oportunidade de reter os benefícios do esforço empregado para os ganhos de eficiência e produtividade.
- Taxa de remuneração definida a partir de metodologia de finanças que avalie o risco da atividade de distribuição de gás natural no Brasil e os custos de oportunidade do capital no momento da revisão tarifária.
- Taxa de remuneração incidente somente sobre a base de ativos, ou seja, sem remuneração sobre custos operacionais.
- Base de ativos definida a partir de um manual de contabilidade e de controle patrimonial que assegure que os ativos reconhecidos nas tarifas são aqueles efetivamente utilizados na prestação dos serviços.
- Custos operacionais definidos a partir de modelos de *benchmarking* que compare o desempenho das diversas distribuidoras de gás natural.
- Taxa de depreciação definida a partir da vida útil média dos ativos utilizados no negócio de distribuição.
- Dividir a receita requerida pelo mercado, sem majorações indevidas.
- Estrutura tarifária que aloque de forma eficiente a receita requerida aos usuários, evitando subsídios cruzados entre os consumidores.

5.7. A REGULAÇÃO DA ANP PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

As regras estabelecidas para a atividade de transporte de gás natural por meio dutoviário, no âmbito da ANP cobrem aspectos técnicos, relacionados essencialmente à segurança operacional e à garantia da integridade das instalações, e regulatórios ou para acesso, que

incluem basicamente normas que, como o próprio nome diz, visam à garantia do acesso de terceiros com modicidade tarifária.

No Anexo do presente manual, elencam-se esses normativos, com destaque para o objeto regulado, os princípios e disposições mais relevantes das citadas resoluções e, quando couber, a indicação ou transcrição dos principais artigos que refletem esses princípios.

6. ORIENTAÇÃO PARA ADOÇÃO DE BOAS PRÁTICAS REGULATÓRIAS PELOS SERVIÇOS LOCAIS DE GÁS CANALIZADO

A seguir são elencadas, para cada um dos itens considerados pela Resolução CNPE nº 16/2019, as principais orientações identificadas como boas práticas regulatórias para os serviços locais de gás canalizado, baseadas nas práticas adotadas pela ANP, bem como nas boas práticas internacionalmente utilizadas, na esfera estadual para os serviços de transporte de gás natural por meio de gasodutos de transporte.

Para todos os itens considerou-se como princípio geral, de forma a promover a transparência, que as regras que vierem a ser definidas devem passar por amplo debate com a sociedade, a partir do uso dos instrumentos de participação social apresentados no presente manual, tais como a Análise de Impacto Regulatório – AIR, consulta pública e audiência pública, devendo ser apreciadas todas as contribuições, com as devidas justificativas daquelas que forem acatadas ou rejeitadas. Devem ainda ser eliminadas quaisquer barreiras à participação de interessados nos debates das propostas de regulamentação.

Adicionalmente, além das orientações de que trata o presente manual, a Resolução CNPE nº 16/2019, em seu artigo 5º, incluiu as seguintes medidas, também necessárias à real efetividade das boas práticas regulatórias:

- Criação ou manutenção de agência reguladora autônoma, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório.
- Privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado, incluindo a avaliação, por parte dos Estados e Distrito Federal, da oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão que considere as diretrizes referentes às boas práticas regulatórias.
- Adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, a

exemplo do Ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018.

Em relação à constituição, atuação, transparência, governança e processos de tomada de decisão dos entes reguladores estaduais, considera-se relevante que se busque inspiração nos instrumentos trazidos pela Lei nº 13.848, de 2019.

Também foram incluídas orientações de cunho técnico e relativas à qualidade da prestação dos serviços, princípios para transição e um guia orientativo para elaboração de normas.

Além das orientações elencadas a seguir, é importante que as regulações incentivem a coordenação entre transportadores e distribuidores para que, dentre outros benefícios, promova-se o incremento da liquidez e o melhor aproveitamento do gás natural a partir do gerenciamento mais eficiente dos balanceamentos e do uso das capacidades de transporte e de distribuição, dentre outros instrumentos.

6.1. Princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores

- É importante que, além da segregação entre as parcelas de transporte e de molécula, haja também a segregação no preço final do gás natural das parcelas de distribuição e comercialização.
- É importante que o consumidor livre possa adquirir o gás natural de um comercializador ou produtor, não tendo que pagar nenhuma margem de comercialização para a distribuidora, pagando apenas a tarifa de distribuição, ou seja, a tarifa para realizar a movimentação do gás natural na rede de distribuição.
- É importante que os agentes autorizados como autoprodutores e autoimportadores sejam equiparados aos consumidores livres, ou seja, é importante a uniformização e harmonização da figura do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador.
- Para a regulamentação do tema, é importante que não sejam criados entraves regulatórios à entrada dos agentes interessados que inviabilizem o exercício dessas atividades. Embora não se estabeleça um valor mínimo necessário para categorização de um consumidor como livre, BA, ES, MG, RJ, SC e SE adotaram o volume de 10 mil m³/dia, nível que pode ser considerado um ponto de partida razoável.

- Visando ao incentivo à concorrência na comercialização, é importante que as regulações estaduais não restrinjam a venda ou cessão do gás excedente.
- É importante que as normas e regulamentações a serem editadas levem em consideração as características dos mercados cativos e não cativos, observado período de transição adequado.
- É desejável algum nível de padronização aos contratos a serem firmados, sendo importante a disponibilização da minuta desses contratos.
- É importante que as condições de acesso para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores sejam semelhantes.

6.2. Transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo

- Importante que seja dada publicidade integral aos contratos de compra e venda de gás com os mercados cativos, firmados pelas distribuidoras de gás canalizado.
- Importante que também seja dada publicidade às condições comerciais para facilitar o acesso dos consumidores a essas informações, tais como volumes médios comercializados e preços médios de venda realizados.

6.3. Aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes

- A desvinculação entre as atividades de prestação dos serviços de distribuição e a comercialização do gás é fundamental.
- Importante vedar o *self-dealing*, em especial a partir da implementação da independência funcional das distribuidoras em relação aos segmentos concorrenciais.
- Implementação pelas distribuidoras de processos transparentes para aquisição do gás natural para fornecimento aos consumidores cativos, que permita a concorrência entre os diversos fornecedores (produtores, importadores e comercializadores).

6.4. Transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa

- É importante que, além da segregação entre as parcelas de transporte e de molécula, haja também a segregação no preço final do gás natural das parcelas de distribuição e comercialização.
- É importante que os critérios a serem utilizados para o cálculo de tarifas ou para a metodologia do cálculo dessas tarifas sejam públicos, de amplo conhecimento e amplamente reconhecidos.
- É importante que sejam considerados para o cálculo tarifário apenas rubricas ou investimentos relacionados com a prestação eficiente dos serviços. Para isso, é salutar a adoção de planos de contas que garanta que os custos repassados efetivamente representam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado.
- Importante que haja um processo público e transparente para definição dos investimentos necessários para a expansão eficiente da malha de distribuição.
- É salutar que as informações e metodologia de cálculos da margem bruta da(s) Concessionária(s), bem como os parâmetros utilizados para fins de cálculo tarifário, sejam disponibilizadas com antecedência a ser definida pela agência reguladora estadual para análise e reprodução dos cálculos por agentes interessados.
- É importante que a regulação estadual preveja a transparência dos investimentos da(s) companhia(s) distribuidoras nas suas redes de distribuição, para contribuições do mercado e verificação da viabilidade da oferta e demanda informadas pela(s) concessionária(s).

6.5. Adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes

- É importante que para o estabelecimento de tarifas seja utilizada a regulação por incentivos, com revisões tarifárias periódicas.
- É importante que seja feita avaliação prévia e criteriosa, por parte do órgão regulador, dos bens e instalações que compõem a Base Regulatória de Ativos (BRA). É importante, nesse processo, considerar apenas os investimentos de fato necessários à prestação do serviço. A correta avaliação da BRA, bem como a devida depreciação e/ou amortização do investimento realizado e da taxa de retorno, contribui para a sinalização adequada dos investimentos.

- É importante que o correto incentivo à operação eficiente das redes leve em conta a avaliação criteriosa da projeção dos Custos de Operação & Manutenção e Despesas Gerais & Administrativas definidos a partir de modelos que comparem o desempenho das diversas distribuidoras de gás natural.
- É importante que as tarifas a serem estabelecidas representem a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável da rede.
- Adoção de planos de contas, auditoria, monitoramento e fiscalização para que se tenha segurança de que os custos repassados efetivamente representam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado.
- Adoção, para fins preservação da receita anual permitida no período tarifário, de uma Conta Regulatória (instrumento importante para mitigar incertezas relacionadas às previsões consideradas para o cálculo tarifário).
- Vedação ao tratamento discriminatório ou preferencial entre usuários do serviço de distribuição.
- É importante que penalidades contratuais não sejam tratadas como fonte de recursos adicionais.

6.6. Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede

- É importante que os agentes comercializadores que atuem em outras atividades econômicas além da comercialização de gás natural, mantenham no mínimo os registros contábeis da atividade de comercialização separados.
- Importante que os distribuidores não atuem em setores concorrenciais e/ou não sejam controlados por agentes que atuem nesses elos (produtores ou comercializadores).

6.7. Estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários

- São importantes critérios claros e transparentes para o estabelecimento de uma estrutura tarifária que leve em conta os diferentes níveis de volumes utilizados pelos distintos segmentos.
- É importante que a regulação seja construída de forma a minimizar a possibilidade de ocorrência de subsídios cruzados entre segmentos de usuários.

6.8. Aspectos técnicos

- É importante que o projeto, a construção, a operação, medição e manutenção para ampliação ou implantação de novas redes ou ainda para a operação e manutenção de redes existentes e sua desativação temporária ou permanente, sigam as melhores práticas da indústria.
- É importante que tais práticas levem à mitigação dos riscos, ao incremento da segurança operacional e à garantia da integridade das instalações durante toda a vida útil do projeto.
- É importante que sejam adotadas práticas que garantam a credibilidade dos resultados das medições.
- É importante que seja assegurada a garantia da segurança das informações por meio de instrumentos de tecnologia da informação (TI) aplicáveis.
- É relevante que o arcabouço regulatório a ser projetado leve em conta o fomento ao aproveitamento do biometano.

6.9. Indicadores de Qualidade dos Serviços

- É importante que os órgãos reguladores estabeleçam indicadores de qualidade comercial, referentes à prestação adequada dos serviços de distribuição, que podem contemplar penalidades e/ou recompensas que variem em função do nível de qualidade medido. É interessante que esses indicadores sejam definidos a partir de critérios transparentes, após amplo debate que também utilizem instrumentos de participações social (consultas e audiências públicas, por exemplo), e que metas sejam estabelecidas.
- É importante também que indicadores de confiabilidade do suprimento sejam definidos, englobando por exemplo, frequência e duração de interrupções.

6.10. Processo de transição

Cabe reconhecer que os Estados se deparam com realidades em que se mostra muito difícil implementar todas as medidas sugeridas nos itens anteriores em um pacote único, havendo empecilhos de ordem fiscal, política, institucional ou contratual.

Outrossim, algumas ações podem ser tomadas antes de outras de modo a se obter resultados positivos em um processo gradual de abertura e modernização das regulações estaduais no mercado de gás natural.

Nessa linha, sugere-se abaixo uma visão de implementação por etapas de um processo de abertura, dividindo-se em ciclos com duração de 2 a 3 anos, sem prejuízo de serem concomitantes caso seja factível.

Ciclo 1 – Premissa inicial e fundamental para que todas as boas práticas regulatórias sejam levadas ao cabo é a criação, manutenção e reestruturação de agências reguladoras.

- Garantia de autonomia.
- Estabelecimento de requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório.

Ciclo 2 - As medidas desse ciclo podem ser tomadas de modo relativamente célere por prescindirem de alterações profundas nos atuais contratos de concessão e atenderem a requisitos importantes para a atuação de diferentes agentes.

- Princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores.
- Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede.
- Estrutura tarifária proporcional à utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários.
- Aspectos técnicos.
- Indicadores de Qualidade dos Serviços.

Ciclo 3 – Medidas que dependem, muitas vezes, de prévia estruturação técnica de agências reguladoras estaduais e/ou revisões contratuais mais estruturais.

- Aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes.
- Adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes.
- Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede, dando continuidade ao tema iniciado no ciclo anterior, podendo

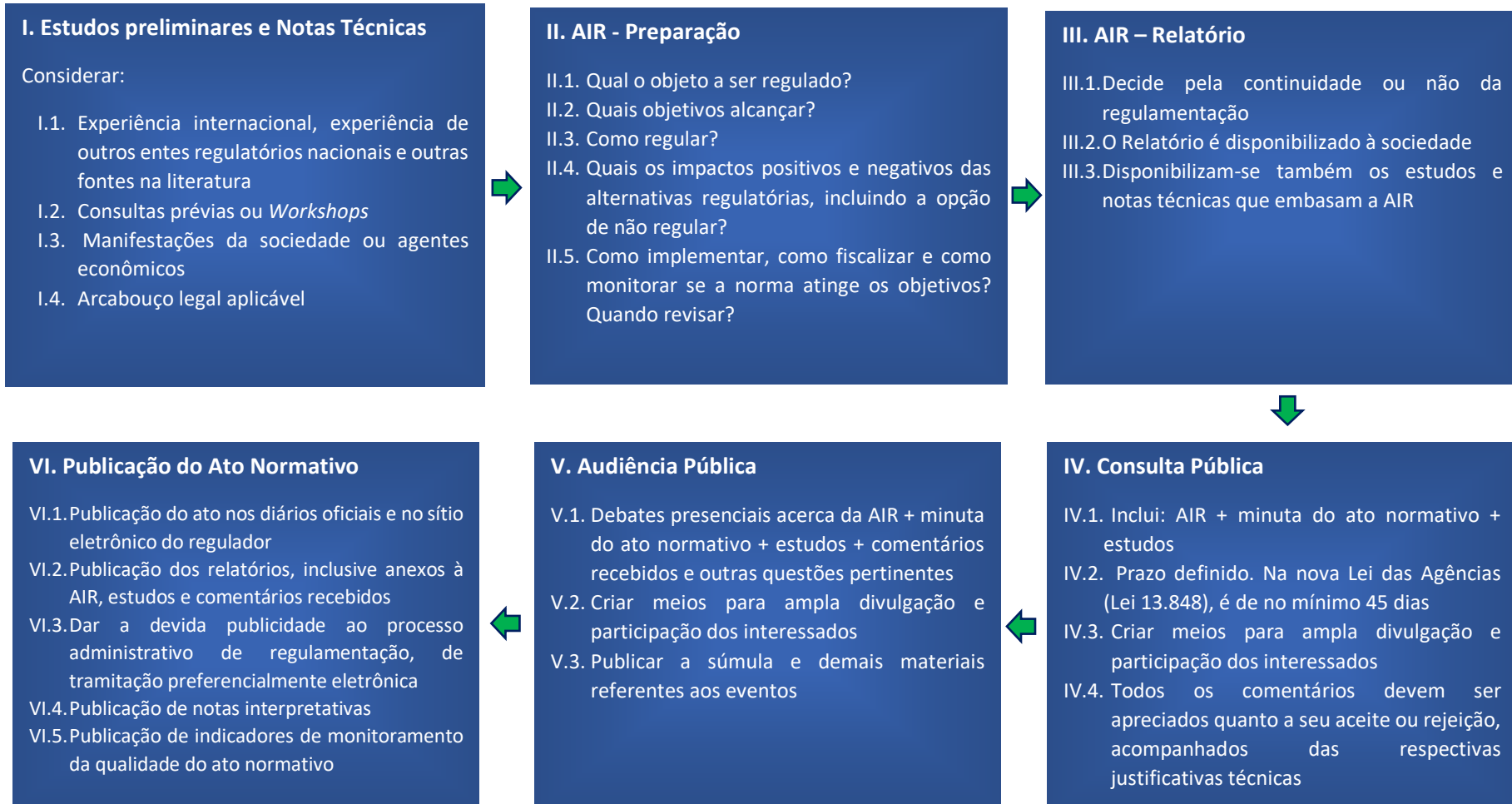
prever certificação de independência das companhias prestadoras de serviço local de distribuição pelas agências estaduais.

- Estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários, dando continuidade ao tema iniciado no ciclo anterior.

6.11. Guia para Elaboração de Regulamentações

A partir das orientações apresentadas no presente manual, propõe-se um guia para elaboração de normas no âmbito das competências das instituições responsáveis pela regulamentação. Na presente subseção, o Quadro 1 apresenta o referido guia na forma de um diagrama de blocos, acompanhado das respectivas orientações.

Quadro 1 – Guia para Elaboração das Regulamentações



I. ESTUDOS PRELIMINARES E NOTAS TÉCNICAS

I.1. Experiência internacional, experiência de outros entes regulatórios nacionais e outras fontes na literatura

Primeiramente, é recomendável que sejam reunidas práticas afetas ao tema regulatório em outros países, em especial em localidades em que a indústria já possua grau de maturidade elevado. Tais práticas podem servir como benchmarking a ser alcançado. Adicionalmente, é relevante que sejam levantados práticas e aspectos regulatórios da distribuição de gás em unidades da federação, em especial naquelas que já iniciaram o processo de abertura no âmbito no programa governamental Novo Mercado de Gás. Por fim, a pesquisa acerca das boas práticas regulatórias não necessariamente deve se limitar ao setor de gás, mas pode se estender a outros setores da economia cuja regulação contempla filosofias semelhantes, tal como o de eletricidade. Nessa etapa, produzem-se Notas Técnicas, Pareceres e Estudos sobre o tema.

I.2. Consultas Prévias ou *Workshops*

Por meio de instrumentos de participação popular diversos, o órgão regulador pode colher subsídios junto aos entes regulados e à sociedade em geral de forma a contribuir para a construção da regulamentação em tela. As Consultas Prévias e/ou *Workshops*, anteriores ao processo de consulta pública, podem ser instrumentos úteis de participação na medida em que estimulam o debate de ideias. É interessante também que se criem e mantenham canais eficientes para o recebimento de comentários e sugestões de agentes regulados e da sociedade em geral, tais como ouvidorias.

I.3. Manifestações da sociedade ou agentes econômicos

A necessidade ou não da ação regulatória sobre um determinado tema, bem como seu grau de detalhamento, podem ser manifestados a partir de agentes econômicos e da própria sociedade, com base em interesses legítimos ou outros fatores, como, por exemplo, desenvolvimento ou obsolescência tecnológica. Dessa forma, as manifestações provenientes das partes interessadas podem não somente servir às etapas intermediárias do processo de debate da regulação, como também podem ser o fator iniciador do processo de construção das normas.

I.4. Arcabouço legal aplicável

O arcabouço legal referente ao tema define o alcance e o embasamento do processo de regulamentação, sendo importante uma interpretação sistemática do ordenamento jurídico vigente. No arcabouço legal, incluem-se a Constituição Federal, Constituições Estaduais, leis federais ou estaduais, decretos federais e estaduais, dentre outros instrumentos.

II. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO (AIR) – PREPARAÇÃO

II.1. Qual o objeto a ser regulado?

É importante que a Análise de Impacto Regulatório – AIR defina de forma clara o objeto cuja regulação se avalia e o alcance dessa regulação. O objeto a ser regulado pode ser definido em legislação, como ocorre, por exemplo, em nível federal, por meio da Lei nº 14.134/2021, para a regulação das tarifas dos serviços de transporte em gasodutos de transporte, ou pode ser formulado a partir da etapa anterior, relativa à elaboração de Estudos e Notas Técnicas.

II.2. Quais objetivos alcançar?

Na AIR devem estar inequivocamente claros os objetivos a serem alcançados. Tomando-se como exemplo a regulação de tarifas, sem prejuízo de outros objetivos que possam ser identificados, os valores a serem estabelecidos devem corresponder a retornos razoáveis para o agente econômico provedor do serviço e a preços justos e aceitáveis a serem pagos pelos usuários desse serviço.

II.3. Como regular?

A forma de atuação estatal deve estar contemplada na análise e claramente identificada no relatório de AIR. É comum que leis, decretos e regulamentos de níveis jurídicos hierarquicamente superiores aos atos normativos do órgão responsável pela regulação já indiquem como a regulação deve ser feita. Tomando-se novamente como exemplo a regulação de tarifas aplicáveis aos serviços de transporte de gás natural, tem-se que a Lei 14.134/2021 estabelece algumas premissas, indicando, por exemplo, que a ANP deve estipular, após realização de consulta pública, a receita máxima de transporte e que o transportador deve propor a estrutura das tarifas de transporte, consoante a regulação.

Não obstante, na maioria dos casos, as leis e decretos não detalham os meios pelos quais se deve atender os ditames propostos. No caso das tarifas em nível federal, por exemplo, detalhamentos adicionais foram identificados como necessários à época da construção da regulamentação, ainda na vigência da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009, que resultou na edição da Resolução ANP nº 15/2014.

II.4. Quais os impactos positivos e negativos das alternativas regulatórias, incluindo a opção de não regular?

Caso haja suficiente discricionariedade legal, é possível elencar uma série de opções regulatórias para um determinado tema. Para cada opção regulatória, deve-se incluir os impactos positivos e negativos, especialmente para o setor regulado e para a sociedade, bem como os custos para o agente regulador, ou os custos para o agente público, resultantes de cada opção regulatória.

Como exemplo de impactos de opções regulatórias, pode-se citar de forma ilustrativa um caso hipotético em que exista a opção de se definir a remuneração pela prestação de serviço de uma determinada atividade por meios negociais (acordo entre as partes) ou por aprovação ou definição, por parte do órgão regulador, do valor a ser cobrado (tarifas). No primeiro caso, o custo regulatório para o órgão regulador é inferior ao custo regulatório exigido para a regulação e aprovação de valores. Por outro lado, o ambiente regulado permite a determinação mais precisa de valores que estimulem a concorrência e limitem os ganhos extraordinários do agente prestador dos serviços, trazendo mais benefícios ao ambiente concorrencial.

Vale destacar ainda que a opção de não regular também deve ser colocada como alternativa quando da elaboração de Relatórios de AIR. No entanto, há casos, como por exemplo a regulação de tarifas para a prestação dos serviços locais de gás canalizado, em que a opção de não regular não seria adequada, tendo em vista as características de monopólio natural do setor, também presentes no transporte dutoviário de gás natural, as quais permitem ao agente explorador das atividades auferir ganhos muito acima de níveis razoáveis.

Por fim, a opção de não regular pode não ser aplicável quando a demanda por regulação consta de determinação legal.

II.5. Como fiscalizar e como monitorar se a norma atinge os objetivos? Quando revisar?

A implementação, a fiscalização e o monitoramento devem ser levados em conta para cada opção regulatória considerada e representam parte significativa dos custos regulatórios atrelados a cada uma dessas opções.

A definição de indicadores que meçam a qualidade ou efetividade da regulação a ser proposta é útil para subsidiar a decisão de revisar ou até mesmo eliminar, caso haja espaço legal, um determinado ato normativo.

III. AIR – RELATÓRIO

III.1. Decide pela continuidade ou não da regulamentação

O Relatório deve ser claro quanto à melhor opção regulatória. É importante que conte também com sumário executivo para facilitar sua disseminação.

III.2. O Relatório é disponibilizado à sociedade

O Relatório deve ser tornado público e por meio de consulta e audiência pública, confere-se aos agentes regulados e à sociedade a possibilidade de manifestar opiniões acerca do tema objeto de proposta regulatória. Importante que os meios de participação e de manifestação sejam padronizados, de modo a facilitar a apreciação dos comentários e garantir a participação isonômica de todos os interessados.

III.3. Disponibilizam-se também os estudos e notas técnicas que embasam a AIR

Além do próprio relatório, todo material levado em conta para a elaboração da AIR deve ser disponibilizado para a consulta e audiência pública, o que inclui estudos, notas técnicas, ou outras fontes e instrumentos que tenham sido considerados, tais como artigos científicos, pesquisas de opinião, guias ou manuais já existentes, dentre outros.

A partir do teor do relatório de AIR e das contribuições recebidas durante sua disponibilização ao público e tendo em vista o que dispõem as normas e regulamentos referentes ao processo de regulamentação sob os quais se submete o setor regulado, caberá à(s) autoridade(s) máxima(s) do órgão regulador deliberar pela continuidade às etapas seguintes do processo de regulamentação, a saber, escolha pela opção regulatória identificada e/ou consulta pública e audiência pública.

IV. CONSULTA PÚBLICA

IV.1. AIR + minuta do ato normativo + estudos

A Consulta Pública deve contemplar a AIR, os estudos e, caso aplicável, a minuta do ato normativo a ser proposta.

IV.2. Prazo definido. Na nova Lei das Agências (Lei 13.848), é de no mínimo 45 dias

O prazo para consulta pública, caso não haja definição legal como no caso da Nova Lei das agências, pode ser estabelecido com base em critérios que levem em conta a complexidade e a urgência necessária para a regulamentação a ser considerada. O prazo, porém, não pode ser curto a ponto de inviabilizar a adequada manifestação da sociedade.

IV.3. Criar meios para ampla divulgação e participação dos interessados;

A ampla divulgação da consulta / audiência pública é de fundamental importância para a efetiva participação da sociedade e para a consequente legitimidade do debate e das normas a serem implantadas. A efetiva divulgação pode envolver, além de jornais oficiais e do próprio sítio eletrônico do órgão regulador, contato com associações, meios de comunicação tradicionais ou quaisquer outros instrumentos que possibilitem ampliar o conhecimento acerca da consulta ou audiência pública.

Todos os meios de comunicação possíveis devem ser disponibilizados para garantia da participação de todos os membros da sociedade afetados pela norma ou discussão regulatória a ser estabelecida.

Por fim, deve-se padronizar os meios de inscrição e participação dos interessados na consulta e audiência pública, de modo a facilitar a apreciação dos comentários e garantir a participação isonômica de todos os interessados.

Deve-se privilegiar a participação por meios eletrônicos.

IV.4. Todos os comentários devem ser apreciados quanto a seu aceite ou rejeição, acompanhados das respectivas justificativas técnicas

Os comentários devem ser apresentados de forma padronizada, por meio de formulários previamente disponibilizados de forma a facilitar sua apreciação e possibilitar a eficiente

apresentação do resultado da análise desses comentários por parte do órgão regulador. Deve-se privilegiar a participação por meios eletrônicos.

A partir das contribuições recebidas na consulta pública e tendo em vista o que dispõem as normas e regulamentos referentes ao processo de regulamentação sob os quais se submete o setor regulado, caberá à(s) autoridade(s) máxima(s) do órgão regulador deliberar pela continuidade às etapas seguintes do processo de regulamentação, a saber, realização de nova consulta pública, realização de audiência pública ou publicação do ato.

A título de exemplo, o processo de regulamentação do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis em nível federal exige a realização de consulta pública, por força da Lei nº 13.848/2019, e de audiência pública, por força da Lei nº 9.478/1997.

V. AUDIÊNCIA PÚBLICA

V.1. Debates presenciais acerca da AIR + minuta do ato normativo + estudos + comentários recebidos e outras questões pertinentes

Pode ser realizada uma ou mais audiências públicas, em diferentes localidades, caso possível, de forma a possibilitar maior participação possível dos interessados no debate. Adicionalmente, pode ser avaliada a viabilidade de realização de audiências virtuais, em complementação às presenciais.

V.2. Criar meios para ampla divulgação e participação dos interessados

A ampla divulgação da consulta / audiência pública é de fundamental importância para a efetiva participação da sociedade e para a consequente legitimidade do debate e das normas a serem implantadas. A efetiva divulgação pode envolver, além de jornais oficiais e do próprio sítio eletrônico do órgão regulador, contato com associações, meios de comunicação tradicionais ou quaisquer outros instrumentos que possibilitem ampliar o conhecimento acerca da consulta ou audiência pública.

Todos os meios de comunicação possíveis devem ser disponibilizados para garantia da participação de todos os membros da sociedade afetados pela norma ou discussão regulatória a ser estabelecida.

Deve-se padronizar os meios de inscrição e participação dos interessados na consulta e audiência pública, de modo a facilitar a apreciação dos comentários e garantir a participação isonômica de todos os interessados.

Os comentários e apresentações na audiência pública devem ser realizados de forma padronizada, para facilitar sua apreciação e possibilitar, de forma eficiente, a apresentação do resultado da análise desses comentários por parte do órgão regulador. Deve-se privilegiar a participação por meios eletrônicos.

A audiência pública deve ser gravada e ter seu conteúdo transcrito.

V.3. Publicar a súmula e demais materiais referentes aos eventos

Os materiais levados à audiência pública, tais como apresentações realizadas pelo órgão regulador, pelos agentes econômicos interessados ou por outros participantes do evento, devem ser disponibilizadas ao público.

A súmula da audiência pública, que deve ser redigida de forma a reproduzir fidedignamente os debates e discussões ocorridos, também deve ser tornada pública.

A partir das contribuições recebidas na audiência pública e tendo em vista o que dispõem as normas e regulamentos referentes ao processo de regulamentação sob os quais se submete o setor regulado, caberá à(s) autoridade(s) máxima(s) do órgão regulador deliberar pela continuidade às etapas seguintes do processo de regulamentação, a saber, realização de nova consulta pública, realização de nova audiência pública ou publicação do ato.

VI. PUBLICAÇÃO DO ATO NORMATIVO

VI.1. Publicação do ato nos diários oficiais e no sítio eletrônico do regulador

Deve ser amplamente divulgado o ato normativo resultante do processo de debate, tanto nos diários oficiais dos entes federativos responsáveis como no sítio eletrônico do órgão regulador.

VI.2. Publicação dos relatórios, inclusive de AIR, estudos e comentários recebidos

Além do próprio ato normativo, recomenda-se a publicação da versão final de todos os relatórios, inclusive de AIR, estudos e comentários/sugestões recebidos, bem como da

análise e deliberação do órgão regulador acerca de cada um desses comentários e sugestões.

VI.3. Dar a devida publicidade ao processo administrativo de regulamentação, de tramitação preferencialmente eletrônica

Recomenda-se dar a devida publicidade a todos os autos do processo administrativo pelo qual a nova norma ou debate foi instruído. Recomenda-se que sua tramitação seja preferencialmente eletrônica.

VI.4. Publicação de notas interpretativas

Recomenda-se que a norma seja publicada em conjunto com instrumentos que orientem sua interpretação e/ou aplicação. Se possível, sugere-se a realização de workshops ou eventos para que possam ser sanadas dúvidas acerca da adequada interpretação da norma ou de quaisquer outras características do novo ato.

VI.5. Publicação de indicadores de monitoramento da qualidade do ato normativo

Recomenda-se por fim que o órgão regulador institua indicadores objetivos e acessíveis que retratem satisfatoriamente a qualidade do ato normativo quanto à sua adequação aos objetivos inicialmente estabelecidos. Por fim, tais indicadores e eventuais metas ou padrões deverão ser também publicados.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente manual visa contribuir para o desenvolvimento de um mercado de gás natural líquido, dinâmico e competitivo, objetivo do Programa Novo Mercado de Gás, observando disposições da Resolução CNPE nº 16/2019, especialmente o art. 5º, que recomenda incentivar os Estados e o Distrito Federal a adotarem medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, de forma a refletir boas práticas regulatórias. Destaca-se também que a harmonização das regulações estaduais e Federal é um dos pilares do Novo Mercado de Gás.

A indústria do gás natural, por ser uma indústria de rede, exige que as regulações dos diversos segmentos da indústria do gás natural sejam compatíveis, especialmente daqueles com características de monopólio natural, que são o de transporte e de distribuição de gás canalizado. E, no caso da distribuição, por ser de competência estadual, é relevante que as regulações estaduais tenham homogeneidade. Deve-se ressaltar, no entanto, que o manual tem caráter meramente orientativo e sugestivo, para adoção voluntária pelos Estados. Não se constitui, dessa forma, imposição ou determinação pelo CMGN ou por nenhuma das instituições que o compõem.

Importante ressaltar também que este manual deve ser atualizado na medida em que novas regras sejam estabelecidas para o setor no Brasil, tanto aquelas constantes da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021), como as que venham a ser atualizadas a partir da revisão de regulamentos da ANP já existentes, elencados no presente manual, ou novos regulamentos que venham a ser instituídos, especialmente as que serão advindas do programa governamental Novo Mercado de Gás. Destaque-se, por fim, que esses novos regulamentos e regras ainda em gestação, até o momento, observam, valorizam e aprofundam os princípios regulatórios consagrados para a adequada supervisão dos monopólios naturais da indústria do gás natural.

REFERÊNCIAS

ANATEL, 2018. Manual de Boas Práticas Regulatórias expedido pela Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL, de 8 de agosto de 2018.

ANP, 2001. Indústria do Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros.

ANP, 2011. Nota Técnica nº 006/2011-SCM, de 22 de fevereiro de 2011, intitulada “Cálculo da Tarifa de Transporte pela ANP: O Caso do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus”.

ANP, 2018. Nota Técnica nº 14/2018-SIM. A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural, de setembro de 2018.

ANP, 2018. Parecer Técnico nº 009/2018/SIM. Aprovação da Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme e valor de referência para o cálculo das Tarifas de Transporte aplicáveis aos Serviços de Transporte Interruptível, Extraordinário e demais serviços de transporte não-firmes. 31 de janeiro de 2018.

ANP & UERJ, 2020. Manual de Boas Práticas Regulatórias, desenvolvido em parceria entre a ANP, representada pela Coordenação de Qualidade Regulatória da Superintendência de Governança e Estratégia e o Laboratório de Regulação Econômica da Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ Reg.

BRASIL, 1988. Constituição Federal da República Federativa do Brasil.

BRASIL, 1997. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que “Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências”.

BRASIL, 2009. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que “Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências”.

BRASIL, 2010. Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. “Regulamenta os Capítulos I a VII e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação,

regaseificação e comercialização de gás natural”.

BRASIL, 2019. Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, que “Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, a Lei nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, a Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, a Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e a Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001”.

BRASIL, 2019a. Novo Mercado de Gás. Nota técnica – Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural (Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil).

BRASIL, 2021. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Casa Civil, 2018. Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR, de junho de 2018.

EPE, 2019. Empresa de Pesquisa Energética. Desafio do Transporte e o Novo Mercado de Gás. A Cadeia de Gás Natural no Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/20190829_EPE_ENASE+GÁS_TRANSPORTE+DE+GÁS+NATURAL_JOSÉ+MAURO.pdf/fcbbbffd-70a4-9de6-d734-87d6eea84b66. Acesso em 22 de abril de 2020.

Grid Energia, 2019. Cadeia do Gás Natural. Disponível em <https://gridenergia.com.br/blog/uma-reflexao-sobre-o-novo-mercado-de-gas/cadeia-do-gas-natural/>. Acesso em 10 de março de 2020.

KEMA, 2010. *Kema Consulting GmbH. Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community for the Energy Community of the European Union*. Agosto de 2010.

MME, 2011. Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 472, de 05 de agosto de

2011, publicada no Diário Oficial da União de 09 de agosto de 2011. Estabelece as diretrizes para o Processo de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural, e dá outras providências.

NARUC, 1989. *National Association of Regulatory Utility Commissioners. Gas Distribution Rate Design Manual, Prepared by the NARUC Staff Subcommittee on Gas.* Washington, DC. Junho de 1989.

Pinto Jr. et al., 2016. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*, 2ª edição, Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2016.

UE, 2009. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

UE, 2010. *Interpretative Note on Directive 2009/72/EC concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas: The Unbundling Regime. Commission Staff Working Paper.*

ANEXO

NORMATIVOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS DA ANP PARA O TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL

I. NORMATIVOS TÉCNICOS

I.1. Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 (RTDT)

Objeto

Institui o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT)

Princípios e disposições

A Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 instituiu o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT), o qual estabelece, na forma de regulamento anexo, os requisitos essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional para os dutos terrestres (oleodutos e gasodutos), visando à proteção do público em geral, da força de trabalho da companhia operadora e das instalações e do meio ambiente. O regulamento cobre toda a vida útil do empreendimento, desde o projeto e construção até a operação e desativação de dutos terrestres.

I.2. Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015 (Autorização de Instalações)

Objeto

Institui a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. As autorizações de que trata a resolução são outorgadas em duas etapas: construção e operação.

Princípios e disposições

A norma versa especificamente sobre os requisitos para outorgar a autorização para a construção e operação de instalações de transporte, dentre as quais

gasodutos de transporte sob o regime autorizativo, inclusive seus componentes e complementos.

Tanto na fase de construção como na fase de operação, cada uma objeto de uma autorização específica, são exigidos: (i) documentos técnicos para melhor conhecimento do projeto, tais como memoriais descritivos, plantas e fluxogramas de engenharia; (ii) documentos necessários ao cumprimento de requisitos oriundos de outros órgãos públicos, como o licenciamento ambiental de instalação e operação; (iii) documentos necessários à garantia do atendimento a normas pertinentes, tais como os atestados de conformidade e de comissionamento; e (iv) documentos que permitam aferir a adequação da operacionalidade e integridade das instalações, tais como procedimentos de operação e planos de inspeção e manutenção.

Especificamente para os gasodutos de transporte, a Resolução ANP nº 52/2015 determina que deve ser encaminhada à ANP proposta da tarifa aplicável ao serviço de transporte firme contendo, pelo menos: a apresentação da estruturação financeira do projeto; o fluxo de caixa descontado referente ao projeto; a memória de cálculo da taxa de desconto utilizada no fluxo descontado; e a projeção dos gastos com a aquisição, construção, instalação e montagem da instalação de transporte (art.10).

I.3. Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013 (Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural – RTM)

Objeto

Estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

Princípios e disposições

As determinações desta resolução conjunta, elaborada em conjunto com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO são dispostos na forma de regulamento anexo (Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural – RTM), com vistas à consecução de seu objeto. O

regulamento se aplica ao projeto, instalação e operação de todos os sistemas destinados a medir, computar, armazenar e indicar o volume de petróleo e gás natural produzidos, injetados, processados, movimentados, acondicionados ou estocados que venham a ser utilizados para, dentre outras atividades : (i) Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural na fase de produção do campo ou em Testes de Longa Duração; (ii) Medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor; (iii) Medição operacional para fins de transporte, transferência, acondicionamento ou estocagem de petróleo, gás natural, gás natural comprimido e gás natural liquefeito; (iv) Medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito; (v) Medição operacional de gás natural na entrada e na saída das unidades de processamento de gás natural; e (vi) medição operacional de água inerente aos processos de produção, injeção, processamento, movimentação, acondicionamento ou estocagem de petróleo e gás natural. A depender da função e do instrumento, periodicidades diversas de calibração são estabelecidas.

I.4. Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008 (Especificação para o Gás Natural)

Objeto

Estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

Princípios e disposições

A Resolução possui um regulamento técnico anexo que traz as especificações consideradas para o gás natural processado, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. Dentre as especificações do gás natural, incluem-se características físicas, como poder calorífico, Índice de Wobbe, dentre outros, e químicas, como teores aceitáveis de metano, etano, propano, butanos e mais pesados.

II. NORMATIVOS REGULATÓRIOS

II.1. Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (tarifas)

Objeto

Estabelece os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização.

Princípios e disposições

Os princípios mais relevantes estabelecidos pela Resolução ANP nº 15/2014 para as tarifas de transporte determinam que elas (art. 4º):

- Devem representar a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável do gasoduto;
- Devem permitir que o Transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação do Serviço de Transporte, obrigações tributárias, assim como para a obtenção da remuneração justa e adequada do investimento em bens e instalações vinculados à prestação do Serviço de Transporte e a respectiva depreciação e amortização da Base Regulatória de Ativos, o que corresponde à sua Receita Máxima Permitida, sendo a Base Regulatória de Ativos (BRA) definida pela resolução como o conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural; e
- Não podem implicar tratamento discriminatório ou preferencial entre Carregadores.

A resolução estabelece também que as tarifas aplicáveis a cada Serviço devem ser compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos, despesas e investimentos atribuíveis a sua prestação e devem refletir (art. 5º):

- os custos, despesas e investimentos incorridos em bases econômicas que efetivamente contribuam para a prestação do serviço;
- os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recebimento e de entrega, a Capacidade de Transporte, o volume movimentado, o desequilíbrio ou desbalanceamento entre os volumes recebidos e entregues, e o prazo de contratação;
- remuneração justa do investimento durante a sua vida útil esperada.

O artigo 7º da Resolução elenca a documentação que deve ser encaminhada à ANP para fins de aprovação de proposta de tarifa de transporte para a prestação de

Serviço de Transporte Firme em gasodutos de transporte sujeitos ao regime autorizativo, qual seja:

- estruturação financeira do projeto com a identificação de todas as fontes de financiamento consideradas e as condições da captação do capital de terceiros, bem como informações necessárias para a correta compreensão de cada instrumento financeiro apresentado;
- o fluxo de caixa descontado do projeto;
- memória de cálculo da taxa de desconto utilizada no fluxo descontado referente ao projeto;
- investimentos já realizados e a projeção dos gastos com a definição, aquisição, construção, instalação e montagem dos gasodutos de transporte, divididos, no mínimo, entre as seguintes categorias: (a) duto – linha tronco e ramais; (b) complementos, a saber, pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de medição, estações de compressão, dentre outros; (c) componentes e equipamentos (lançadores e receptores de “pigs” e esferas, válvulas, flanges, juntas, dentre outros); (d) construção e montagem (preparação de faixa do gasoduto, travessias e cruzamentos, condicionamento, comissionamento, etc.); (e) licenciamento ambiental; (f) liberação, uso ou compartilhamento da faixa de servidão ou servidão administrativa; (g) administração da obra; e (h) projeto de engenharia (estudos de viabilidade, projeto básico, projeto executivo, etc.);
- projeção dos custos de operação e manutenção, além das despesas gerais e administrativas;
- grau de incerteza associado à projeção dos seguintes parâmetros: gastos com a definição, aquisição, construção, instalação e montagem do Gasoduto de Transporte (inciso IV, art. 7º) e custos de operação e manutenção (O&M), além de despesas gerais e administrativas (G&A);
- capacidade de transporte planejada ou a capacidade de transporte aferida, conforme o caso;
- projeção da demanda por Capacidade Contratada de Transporte;
- critério de reajuste da tarifa de transporte, assim como a projeção do seu índice de reajuste;

- o poder calorífico de referência do gás natural.

Para os Serviços de Transporte Firme, a resolução determina que a respectiva tarifa de transporte deve ser estruturada com base, no mínimo, nos seguintes encargos (art. 8º):

- Encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de recebimento, e os custos e as despesas fixas da prestação do Serviço de Transporte Firme;
- Encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os investimentos relacionados à Capacidade de Transporte;
- Encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de entrega;
- Encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos e as despesas variáveis com a movimentação de gás.

Já para o Serviço de Transporte Interruptível, a Resolução determina que a tarifa de transporte deve ter como referência o Serviço de Transporte Firme, e deve ter como base um único encargo volumétrico, sendo que seu valor será estabelecido em função da probabilidade de interrupção, do fator de carga do Serviço de Transporte Firme, de custos e despesas adicionais do Transportador e demais condições da prestação do Serviço de Transporte Interruptível. 90% (noventa por cento) do resultado da contratação do Serviço de Transporte Interruptível é repassada pelo transportador aos carregadores detentores de contratos de Transporte Firmes na forma de desconto na respectiva tarifa. Os 10% restantes por sua vez não serão considerados para o cálculo da receita máxima permitida (art. 9º).

A tarifa para a prestação do Serviço de Transporte Extraordinário deve ser estruturada de acordo com o disposto para o Serviço de Transporte Firme e seu valor deve ser estabelecido a partir dos custos, despesas e investimentos relacionados à capacidade contratada de transporte e à capacidade disponível existentes, somados aos gastos relacionados à demanda adicional por capacidade de transporte contratada, assim como nas condições da prestação do Serviço de Transporte Extraordinário (art. 10).

As tarifas de transporte podem ser reajustadas a cada 12 meses e devem ser homologadas pela ANP (arts. 12 e 13). Além disso, também implicam a revisão das tarifas a aprovação de investimentos que contemplem a inclusão de novos bens na Base Regulatória de Ativos, bem como a desativação, temporária ou permanente, de instalações que alterem essa base (arts. 16 e 17). Além disso, as tarifas para a prestação do Serviço de Transporte Firme devem ser quinquenalmente revisadas pela ANP (art. 19).

Por fim, de acordo com o princípio da transparência, as tarifas de transporte aplicáveis a qualquer tipo de Serviço de Transporte, assim como seus critérios de reajuste, deverão ser comunicadas à ANP pelos Transportadores e divulgadas ao mercado em link na página principal do sítio eletrônico do Transportador, com acesso livre a qualquer interessado (art. 23).

II.2. Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016 (acesso à capacidade)

Objeto

Dispões sobre a Oferta de Serviços, Cessão de Capacidade Contratada, Troca Operacional de Gás Natural, Aprovação e Registro dos Contratos de Serviço de Transporte de Gás Natural - Promoção dos Processos de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural e dá outras providências.

Princípios e disposições

O foco principal da resolução é a disciplina do acesso à capacidade de transporte nos gasodutos de transporte e, dentre suas primeiras disposições, a norma impõe que o acesso às instalações de transporte deve ser obrigatório e não discriminatório, mediante remuneração adequada, calculada segundo os critérios estabelecidos pela ANP, sendo obrigatória oferta integral de capacidade disponível e ociosa para contratação em modalidade firme, interruptível ou extraordinária. A interconexão de outras instalações de transporte e de transferência ou de outras instalações do setor de gás previstas na legislação é obrigatória, com observância das especificações do gás natural e dos direitos dos carregadores existentes (art. 3º).

A interconexão entre diferentes transportadores deve ser acompanhada de harmonização dos procedimentos operacionais e comerciais, com o objetivo de

eliminar barreiras à contratação da capacidade de transporte, inclusive no que tange à troca operacional (ou *swap* operacional), cuja oferta integral é obrigatória por parte do transportador (arts. 3º e 4º).

A Resolução dispõe que o transportador deve oferecer as diferentes modalidades de serviço de transporte, sendo que os Serviços de Transporte Firme têm prioridade sobre os não-firmes, ou seja, a programação de recebimento e entrega dos volumes de gás natural destinados ao Serviço de Transporte Firme tem prioridade sobre a programação do Serviço de transporte Interruptível nos Pontos de Recebimento e de Entrega. Adicionalmente, o prazo máximo permitido ao Serviço de Transporte Extraordinário é de 1 ano, cabendo ao transportador promover o processo de alocação de capacidade para o serviço. No caso de contratação e não utilização do serviço pelo carregador, o transportador deve assegurar que a respectiva capacidade disponível seja novamente ofertada ao mercado (arts. 5º, 6º e 8º).

Observando o princípio da transparência, a norma destaca a necessidade de o transportador desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de utilização pública que permita a consulta das disponibilidades, possibilidades de acesso e tarifas de transporte por ponto relevante sob responsabilidade do transportador para todas as modalidades de serviço oferecidas. A plataforma deve possibilitar o recebimento de solicitações de acesso por parte de carregadores interessados.

No caso de solicitação de acesso, o transportador deve responder ao carregador interessado no prazo máximo de 20 dias ou no prazo estabelecido nos termos de acesso do respectivo serviço de transporte, caso esse prazo seja inferior. Eventual negativa de acesso deve ser fundamentada com base em parâmetros técnicos e econômicos, por escrito. Além disso, em caso de negativa, deve ser indicado quando o serviço de transporte estará disponível no futuro. A resolução dispõe ainda que até a data de assinatura do contrato do serviço de transporte, o carregador deverá encaminhar ao transportador a manifestação do concessionário estadual de distribuição de gás natural acerca da disponibilidade de sua rede de distribuição para atender a capacidade contratada de entrega (art. 10).

Ainda observando o princípio da transparência, devem ser produzidos relatórios mensais de monitoramento da utilização da capacidade nos pontos relevantes e de Congestionamento Físico e Contratual da Instalação de Transporte, distinguindo a utilização por cada tipo de Serviço de Transporte oferecido, para cada Instalação

de Transporte sob sua responsabilidade e por ponto considerado relevante (art. 11).

Consagrando o princípio do *unbundling*, o artigo 12 determina que o Transportador não poderá comprar ou vender gás natural, sendo-lhe permitida apenas a aquisição dos volumes necessários ao gás de uso do sistema e para formação e manutenção do empacotamento mínimo (ou armazenamento mínimo no próprio sistema de tubulações) necessário para a prestação do serviço de transporte. O custo do gás do sistema deve ser claramente identificado.

A norma determina que o acesso de terceiros à infraestrutura existente deve ser ofertado e concedido sempre que possível, resguardada a segurança operacional, de forma a permitir a efetiva competição nas atividades de produção e comercialização de gás natural (art. 13).

Os termos de acesso, que devem ser previamente aprovados pela ANP, devem conter termos e condições tarifárias e não tarifárias. Dentre as tarifárias, incluem-se: (a) as propostas de tarifas aplicáveis aos serviços oferecidos, com memória de cálculo detalhada, nos termos da Resolução ANP nº 15/2014; e (b) descrição das formas de pagamento e de eventuais mecanismos de incentivos utilizados. Dentre as condições não-tarifárias, tem-se: (a) descrição dos serviços ofertados; (b) descrição detalhada das instalações de transporte sob sua responsabilidade; (c) minuta do contrato padrão a ser celebrado com carregadores; (d) descrição dos mecanismos de alocação de capacidade; (e) prazos padronizados para a contratação dos serviços ofertados, tais como mensal, semestral, anual e sazonal; (f) planejamento anual das alterações na capacidade de transporte; (g) procedimento de mensuração do empacotamento mínimo necessário; (h) obrigatoriedade de recomposição do empacotamento mínimo necessário; (i) qualidade do gás; (j) responsabilidades e procedimentos relacionados à medição dos volumes de gás natural; (k) volumes excedentes; (l) desequilíbrios e mecanismos de compensação; (m) flexibilidade e níveis de tolerância na prestação do serviço; (n) procedimento para compartilhamento de pontos de entrega, de recebimento e de interconexão entre carregadores; (o) procedimento para gerenciamento do Congestionamento Contratual; (p) penalidades; (q) garantia de pagamento por Capacidade Contratada de Transporte não utilizada (*ship-or-pay*); (r) condições para solicitação de ampliação de capacidade; (s) condições para *swap*; e (t) condições para cessão de capacidade. Não pode haver a oferta de

prioridades ou flexibilidades que não possam ser estendidas a novos carregadores nas mesmas condições (arts. 14 a 16).

A Resolução determina também que os serviços de transporte devem ser formalizados em contratos padronizados para cada modalidade, devendo explicitar: (i) a modalidade do serviço; (ii) termos e condições gerais para sua prestação; (iii) capacidades contratadas; (iv) percurso contratado, se aplicável; (v) tarifas, com detalhamento de seus encargos; (vi) data de início da prestação do serviço; e (vii) prazo de vigência (art. 22).

O transportador de gás natural não pode celebrar contratos de serviço de transporte com outro transportador ou com carregador com o qual esse transportador possua relação societária de controle ou coligação, sendo este último caso aplicável a gasodutos de transporte objeto de concessão.

Durante o período de exclusividade, é vedada a contratação de serviço de transporte interruptível em capacidade ociosa determinada com base na capacidade contratada de transporte dos carregadores iniciais.

A resolução aborda ainda a possibilidade de cessão de capacidade contratada, mantidos os direitos contratuais inicialmente pactuados com o transportador que possui o contrato para prestação de serviço de transporte firme (art. 29).

Tendo em vistas as diretrizes emanadas pelo Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria MME nº 472, de 05 de agosto de 2011, toda capacidade disponível para contratação de serviço de transporte firme será ofertada e alocada pela ANP por meio de chamada pública, a qual pode ser realizada diretamente pela ANP ou pelo transportador, sob supervisão da Agência. O processo de chamada pública deve ser promovido antes da outorga de autorização ou realização de licitação para concessão de gasodutos e pode ocorrer por iniciativa da ANP ou por provocação de transportadores ou carregadores. O edital de chamada pública, observando os princípios da transparência, isonomia e publicidade, deve dispor sobre: (i) cronograma com etapas do processo; (ii) garantias exigidas dos carregadores por ocasião da assinatura do termo de compromisso; (iii) a minuta do termo de compromisso a ser assinado; (iv) cláusulas essenciais que deverão integrar a minuta do contrato de serviço de transporte a ser celebrado entre carregador(es) e o transportador; (v) proposta do traçado do gasoduto, quando aplicável; (vi) forma da definição do período de exclusividade; (vii) expectativa de tarifa de transporte máxima; (viii) metodologia

de cálculo tarifário a ser adotada; (ix) metodologia para fixação, de forma iterativa, da tarifa de transporte máxima em função da demanda identificada ao longo do processo de chamada pública; (x) regras de cálculo de tarifas, de reajuste e revisão; (xi) mecanismo de alocação de capacidade, caso a demanda total não possa ser suprida pelo projeto objeto do processo; (xii) prazo previsto para início da operação ou ampliação do gasoduto; (xiii) procedimentos aplicáveis para coordenação com outros processos de chamada pública, se aplicável.

A chamada deve ser estruturada em duas fases: identificação dos potenciais carregadores, etapa em que ocorre a manifestação de interesse não vinculante, e fase da análise das propostas garantidas e alocação de capacidade, em que os carregadores submetem propostas vinculantes de compra de capacidade, a qual é então alocada (arts. 37 a 40).

Em relação a troca operacional (*swap*), a resolução determina que o serviço contempla a oferta de capacidade em fluxo oposto ao fluxo físico, condicionada à programação de quantidades de gás natural por parte dos carregadores existentes dos contratos de serviço de transporte. A oferta da troca operacional é de responsabilidade exclusiva do transportador e não implica nenhuma obrigação adicional aos carregadores titulares dos contratos de serviço de transporte que viabilizam o referido *swap* (arts. 45 a 47).

Por fim, a resolução aborda a possibilidade de reclassificação de gasodutos de transferência como de transporte. Nesse caso, o proprietário do gasoduto de transferência reclassificado passa à qualidade de carregador do gasoduto de transporte e tem preferência na contratação do serviço de transporte firme diretamente com o novo transportador, não sendo necessária realização de chamada pública (art. 48).

II.3. Resolução ANP nº 37, de 4 de outubro de 2013 (ampliação da capacidade)

Objeto

Dispões sobre critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte

Princípios e disposições

A caracterização do que de fato se configura como uma ampliação foi uma determinação trazida pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, regulamentação da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009, e pode ser considerada fundamental em um contexto em que convivem diferentes regimes de outorga. Por exemplo, uma ampliação de um duto existente, quando da publicação da antiga Lei do Gás, se dava por meio de autorização, mas se essa ampliação se configurasse na verdade como um novo duto, o regime a ser aplicado seria o de concessão, precedida de licitação nos termos da supracitada lei. Oportuno comentar que a Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134/2021, estabeleceu o regime de autorização para qualquer tipo de gasoduto sob regulação federal.

Sob a vigência da antiga Lei do Gás, há definições interessantes trazidas pela resolução, tal como a de ramal de gasoduto de transporte, considerado “duto de derivação do fluxo de gás natural, que tem origem na tubulação considerada principal de um gasoduto de transporte e se presta exclusivamente à entrega de gás natural para concessionários estaduais de distribuição de gás natural por meio de um ou mais pontos de entrega, e que apresenta diâmetro de tubulação menor que o diâmetro da linha principal”. Essa definição busca diferenciar o que seria apenas um ramal do que poderia vir a ser, em realidade, uma extensão da linha tronco ou do gasoduto de transporte como um todo (art. 4º, XII).

Dentre as modificações que podem alterar a capacidade de um gasoduto, são listadas pelo art. 7º da resolução: (i) interconexão com outras instalações; (ii) construção ou ampliação de ramal; (iii) construção de seção em paralelo; (iv) construção ou ampliação de ponto de entrega, estação de compressão, ponto de recebimento ou outros complementos; e (v) substituição de parte da tubulação do gasoduto; (vi) substituição de parte de complementos por outros de maior capacidade que permitam o aumento da pressão máxima de operação admissível; (vii) realocação de complementos ao longo do gasoduto; e (viii) inversão total ou parcial do fluxo no gasoduto ou de uma seção de um gasoduto.

A resolução busca explicitamente fazer a distinção entre a construção de novo gasoduto de transporte e a extensão de gasoduto de transporte. Um ramal será considerado extensão de gasoduto de transporte, quando, nos termos do art. 9º: (i) a nova tubulação não se interligar a outro gasoduto de transporte e seu diâmetro for menor que o diâmetro da tubulação considerada principal do gasoduto de transporte a partir do qual se deriva; (ii) a nova tubulação estiver integralmente

situada dentro do município onde está localizado seu ponto de interligação com a linha principal e não tiver origem ou destino nas divisas das unidades da federação; e (iii) o comprimento da nova tubulação for menor que 15km.

II.4. Resolução ANP nº 40, de 9 de setembro de 2016 (envio de informações dos transportadores à ANP)

Objeto

Institui prazos e procedimentos a serem observados pelo transportador para o envio dos dados e informações referentes à atividade de transporte de gás natural.

Princípios e disposições

As obrigações de que trata a resolução são elencadas em um regulamento a ela anexo, o qual prevê a necessidade do cadastro das instalações de transporte e a padronização dos dados e informações a serem passados. O Transportador deve enviar diariamente um Relatório Operacional Diário para cada Carregador com o qual possui Contrato de Serviço de Transporte, até as 12 (doze) horas do dia seguinte ao Dia Operacional de referência. Além disso, o Transportador deverá enviar à ANP cópia eletrônica do(s) Relatório(s) Operacional(is) Diário(s) elaborado(s) para o Carregador, somente se e sempre que esta solicitar, no prazo máximo de 1 (um) dia útil a partir do recebimento da solicitação.

O Transportador deve enviar à ANP também o Relatório Operacional Mensal, o Relatório Consolidado Mensal do Transportador e o Relatório Consolidado Mensal do Gasoduto, mensalmente, até o 5º (quinto) dia útil do mês subsequente ao mês de referência. O Relatório Consolidado Mensal do Transportador deve consolidar os dados de todos os Gasodutos de Transporte de propriedade do Transportador. O Relatório Consolidado Mensal do Gasoduto, por sua vez, deve consolidar os dados de cada Gasoduto de Transporte de propriedade do Transportador.

II.5. Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011 (autoprodutor, auto-importador e menção ao consumidor livre)

Objeto

Registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, regulamentação da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009. A resolução observa também que o consumidor livre terá sua regulamentação elaborada no âmbito da legislação estadual, conforme disposto no inciso XXXI, do art. 2º, da Lei nº 11.909/2009, e no art. 65 do Decreto nº 7.382/2010 (a Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134, manteve a regulamentação do consumidor livre na legislação estadual).

Princípios e disposições

O normativo da Agência para autoprodutor e autoimportador define quais categorias de sociedades empresárias podem pleitear um registro. No primeiro caso, é elegível: (i) sociedade ou consórcio signatário de contrato com a União para exploração e produção de petróleo e gás natural, com descoberta declarada comercial e plano de desenvolvimento da produção aprovado pela ANP, incluindo sociedade ou consórcio signatário de contrato de concessão de blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais, com descoberta comercial declarada e plano de reabilitação da jazida aprovado pela ANP; (ii) sociedade ou consórcio signatário de contrato com a União para exploração e produção de petróleo e gás natural, com descoberta declarada comercial e plano de desenvolvimento da produção aprovado pela ANP; e (iii) sociedade coligada de sociedade produtora de gás (art. 6º).

Já para autoimportador, podem obter o registro: (i) sociedade ou consórcio que esteja autorizado a desempenhar a atividade de importação; (ii) sociedade direta ou indiretamente controlada por outra sociedade que estiver efetuando a importação de gás natural, assim como pelos acionistas controladores da sociedade importadora; e (iii) sociedades coligadas de sociedade importadora de gás natural (art. 7º).

Para obtenção do registro, além de se enquadrar nas categorias supracitadas, o interessado deve atender às exigências de que trata o art. 4º da Resolução ANP nº51/2011, as quais se referem, principalmente, à documentação constitutiva da empresa, comprovação de sua regularidade fiscal e apresentação de autorizações cabíveis, como a de importação, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia.

Não poderão ter o registro deferido para autoprodutor ou autoimportador o agente: (i) de cujo quadro societário, ou de administradores, tome parte sócio, acionista ou administrador que tenha participado das deliberações sociais ou de pessoa jurídica que, nos últimos 5 (cinco) anos anteriores ao requerimento, estejam em débito exigível decorrente do exercício de atividade regulamentada pela ANP, de acordo com a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e (ii) que teve autorização para o exercício de atividade regulamentada pela ANP cassada em decorrência de penalidade aplicada em processo com decisão definitiva, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

O agente registrado na ANP como autoprodutor e autoimportador fica obrigado a comunicar mensalmente à ANP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente, de forma padronizada conforme formulários anexos à resolução, os volumes de gás natural utilizados em cada uma de suas instalações (art. 12).

Por fim, destaca-se, conforme já mencionado, que não há nenhuma exigência relativa ao consumidor livre, matéria de competência estadual.

II.6. Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011 (comercialização e registro de contratos de comercialização de gás na esfera da União)

Objeto

Dispõe sobre a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, regulamentação da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.

Princípios e disposições

A comercialização de gás natural deve se dar por meio de contratos registrados na ANP, ressalvado o monopólio dos estados de que trata o parágrafo 2º do art. 25 da Constituição Federal.

A resolução veda a compra ou venda de gás natural pelo transportador, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das instalações de transporte e para a formação e manutenção de seu estoque operacional, não sendo permitido o exercício da atividade de comercialização de gás (art. 4º).

Os documentos exigidos para a obtenção de atividade de comercialização são predominantemente aqueles referentes à constituição da sociedade empresária interessada e sua regularidade fiscal. O registro de agente vendedor é efetuado pela ANP por ocasião da outorga da autorização para a comercialização.

Não poderão ter deferido o requerimento de autorização para comercialização de agentes: (i) em cujo quadro societário, ou de administradores, tome parte sócio, acionista ou administrador que tenha participado das deliberações sociais ou de pessoa jurídica que, nos últimos 5 (cinco) anos anteriores ao requerimento, estejam em débito exigível decorrente do exercício de atividade regulamentada pela ANP, de acordo com a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; (ii) em cujo quadro de administradores participe pessoa física ou jurídica que nos últimos 5 (cinco) anos anteriores ao requerimento esteja em débito exigível decorrente do exercício de atividades regulamentadas pela ANP, de acordo com a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e (iii) que teve autorização para o exercício de atividade regulamentada pela ANP revogada em decorrência de penalidade aplicada em processo administrativo com decisão definitiva, nos moldes do art. 10 da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999 (art. 7º).

Os agentes vendedores autorizados devem celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando: (i) modalidade de prestação do serviço; (ii) termos e condições gerais de prestação do serviço; (iii) volumes; (iv) preço, com parcela referente a molécula e parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável; (v) critérios de reajuste das parcelas de preço; (vi) ponto de transferência de propriedade; (vii) cláusula de solução de controvérsias, podendo prever arbitragem e (viii) prazo de vigência. Os agentes vendedores devem enviar seus contratos de compra e venda para registro na ANP em até 30 dias após sua assinatura (arts. 10 e 11).

A resolução ainda exige, a exemplo da regulamentação da ANP para autoprodutor e autoimportador, a comunicação mensal à ANP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente os volumes de gás natural comercializados, utilizando o formulário padrão anexo à resolução.

Além disso, o agente vendedor que atuar em outras atividades econômicas além da comercialização de gás natural, deve manter registros contábeis da atividade de comercialização separados (arts. 12 e 13).

II.7. Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013 (carregamento de gás natural na esfera da União)

Objeto

O objeto da Resolução é regulamentar a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.

Princípios e disposições

O agente interessado em exercer a atividade de carregamento deve solicitar autorização à ANP que analisará o pleito segundo os ditames da Resolução ANP nº 51/2013. Em caso de deferimento, o agente passa a ser um carregador, definido na resolução, bem como na Nova Lei do Gás como o agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte.

O princípio da desvinculação (*unbundling*) entre as atividades de transporte e carregamento é um dos aspectos mais relevantes da Resolução ANP nº 51/2013 e está explicitado em seu artigo 3º, § 1º, que elenca as vedações ao exercício da atividade de carregamento, quais sejam: (i) a vedação ao carregamento por sociedade ou consórcio que detenha autorização ou concessão para o exercício da atividade de transporte de gás natural; (ii) a vedação ao carregamento em gasoduto de transporte objeto de concessão em que o concessionário seja sociedade que possua relação societária de controle ou coligação com o Carregador. Sociedades que detenham autorização ou concessão para o exercício da atividade de transporte de gás natural não podem fazer parte de consórcios autorizados para o exercício da atividade de carregamento (art. 3º).

Dentre as exigências elencadas pelo artigo 4º para o exercício da atividade de carregamento, consta a obrigação de informar a relação acionária, direta ou indireta, entre o agente solicitante e quaisquer agentes que exerçam a atividade de transporte, caso aplicável.

A participação de um agente em processo de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte em gasodutos de transporte só é possível após a obtenção da autorização para o carregamento e o agente deve logr -la at  a data limite para inscri o de Carregadores definida no edital de chamada p blica (art. 8º).

Destaque-se que, ao final de um processo de Chamada Pública, os carregadores que tiverem capacidade de transporte alocada deverão assinar com a ANP um Termo de Compromisso de Compra de Capacidade de Transporte, cuja minuta constará no edital da Chamada Pública, de caráter irrevogável e irretroatável, devendo obrigatoriamente conter: (i) previsão do início do serviço de transporte; (ii) prazo de vigência, (iii) pontos de recebimento e pontos de entrega a serem utilizados; (iv) capacidade alocada de transporte; (v) capacidade alocada de transporte por ponto de entrega; (vi) tarifa de transporte máxima; (vii) critério de reajuste da tarifa de transporte; (viii) período de exclusividade que terão os carregadores iniciais, quando aplicável; e (ix) garantias financeiras.

A resolução determina ainda que eventual desequilíbrio causado por um carregador deve ser, por este mesmo carregador, compensado de forma a não comprometer a integridade e a eficiência do sistema de transporte de gás natural. As periodicidades, a metodologia para cálculo do desequilíbrio e a forma de apuração dos custos decorrentes do desequilíbrio do sistema de transporte de gás natural, aplicável a cada carregador, deem constar dos contratos de Serviço de Transporte celebrados entre o carregador e o transportador, podendo ser adotados, alternativamente, mecanismos de compensação entre carregadores contratantes dos Serviços de Transporte prestados em um mesmo sistema de transporte, sob a supervisão do transportador contratado. Cabe à ANP aprovar previamente os critérios e diretrizes referentes aos mecanismos de compensação a serem adotados entre os carregadores (art. 11).

A resolução obriga ainda o carregador a realizar análises da composição química do gás natural nos pontos de recebimento, conforme regulamentação da ANP que trata da qualidade do gás natural.

De acordo com o art. 14, o carregador não pode limitar ou prejudicar a livre concorrência ou exercer de modo abusivo posição dominante que venha a deter em quaisquer mercados relativos às atividades que compõem a indústria de gás natural ou ainda limitar ou prejudicar as condições operacionais e o livre acesso aos gasodutos de transporte, inclusive em operações de troca operacional de gás natural. Contra práticas abusivas por parte de carregadores iniciais, devem ser instruídas as devidas representações pela ANP junto aos órgãos de defesa da concorrência.

É obrigação do carregador fornecer à ANP informações de natureza técnica, operacional, econômico-financeira e contábil e relatórios sobre a atividade de carregamento, na forma e no prazo exigido pela ANP.

O carregador tem como principais direitos: (i) amplo acesso, de forma não discriminatória, às informações de capacidades disponíveis, capacidades ociosas, o período de exclusividade dos gasodutos de transporte, das tarifas de transporte aplicáveis a cada modalidade de Serviço de Transporte e os prazos dos Contratos de Serviço de Transporte vigentes; (ii) ter acesso à capacidade disponível e à capacidade ociosa dos gasodutos de transporte com respeito ao período de exclusividade dos carregadores iniciais; e (iii) receber justificativa técnica do transportador em caso de resposta negativa para sua solicitação de acesso à capacidade de transporte.

II.8. Resolução ANP nº 794, de 5 de julho de 2019 (publicidade de informações e medidas para aumento da concorrência)

Objeto

Dispõe sobre a publicidade de informações relativas à comercialização de gás natural e medidas de aumento da concorrência na indústria do gás natural.

Princípios e disposições

A fim de cumprir seu objeto, a Resolução ANP nº 794 realizou alterações em outros normativos da agência, notadamente a Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011 e A Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016.

Dentre as alterações mais relevantes, destacam-se: (i) a definição de “mercado cativo”, que corresponde àquele mercado em que os clientes em potencial possuem um limitado número de fornecedores concorrentes ou apenas um fornecedor; (ii) e a determinação da publicidade integral, por parte da ANP, dos contratos de compra e venda de gás natural firmados com as distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento a mercados cativos, bem como das suas principais condições comerciais, de forma a facilitar o acesso dos consumidores a tais informações. Mensalmente, a ANP passou a ser obrigada a divulgar as seguintes informações relativas à atividade de comercialização de gás natural: (i) volume médio diário comercializado; (ii) preço médio de venda, ponderado pelo volume

comercializado, por modalidade de fornecimento; (iii) percentual, ponderado pelo volume contratual, dos compromissos de retirada mínima mensal por modalidade de fornecimento; e (iv) percentual, ponderado pelo volume contratual, referente ao encargo de capacidade por modalidade de fornecimento (arts. 2º, 11, § 6º e 12 da Resolução ANP nº 52/2011).