

Assunto: Estudo prévio para revisão da regulamentação de critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural, do procedimento para a aprovação de tarifas propostas pelos transportadores para gasodutos de transporte e de critérios e diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados.

ÍNDICE

Identificação Temática

Sumário Executivo

1 – Introdução

2 – Estudo do problema regulatório identificado

3 – Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

4 – Identificação da base legal

5 – Definição do objetivo

6 – Conceitos aplicados ao cálculo da RMP e da tarifa de transporte, à conta regulatória e ao repasse de receitas entre transportadores

7 – Participação Social

8 – Questões para compor a Consulta Prévia da AIR

9 – Considerações finais

10 – Referências Bibliográficas

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Identificação Temática da Ação 2.8 da Agenda Regulatória 2022 - 2023 (5ª Atualização)

Lista de Figuras

Figura 1 – Problema regulatório identificado

Figura 2 – Elementos básicos da modelagem tarifária

Figura 3 – Exemplos de esquemas de incentivos de qualidade

Figura 4 – Reconciliação da Receita Máxima Permitida

IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

A Agenda Regulatória é ferramenta essencial para o planejamento das ações regulatórias da ANP. Ela visa aumentar a transparência no processo regulatório e promover a participação da sociedade na formulação de normas e na resolução de questões regulatórias.

A edição 2022-2023 da Agenda Regulatória da ANP, atualmente em sua 5ª atualização, contempla em sua estrutura temática, dentre outras, a Ação 2.8, objeto deste estudo prévio, cuja identificação está resumida na tabela 1, a seguir:

Tabela 1 - Identificação Temática da Ação 2.8 da Agenda Regulatória 2022 - 2023 (5ª Atualização)

Tema Principal	Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis
Tema Secundário	Serviço de Transporte
Nº e Título da Ação Regulatória	2.8. Tarifas de Transporte de Gás Natural
Ato Normativo a ser revisado	Resolução ANP nº 15/2014

Fonte: Agenda Regulatória ANP 2022-2023 - 5ª Atualização (ANP, 2024)

SUMÁRIO EXECUTIVO

A presente Nota Técnica tem por finalidade fundamentar a consulta prévia a ser realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com o objetivo de coletar subsídios e contribuições junto à sociedade, de forma a embasar a futura Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que estabelecerá os critérios para o cálculo das tarifas de transporte dutoviário referentes aos serviços de transporte de gás natural encaminhadas para a ANP pelos transportadores, nos termos do art. 9º da Lei nº 14.134/2021.

A construção da regulamentação supracitada está a cargo da Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM). A expectativa é que a proposta de minuta de resolução aborde temas como a definição da Receita Máxima Permitida (RMP) do transportador, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária da RMP, a operação, fiscalização e controle da conta regulatória, a metodologia de cálculo da Base Regulatória de Ativos (BRA) e o mecanismo de repasse de receita entre os operadores da rede de transporte (*Inter-TSO Compensation Mechanism*, no termo em inglês).

Para tal, a Nota Técnica está estruturada em 12 seções, incluindo a identificação temática, sumário executivo e referências bibliográficas. A seção 1, contém a introdução. Na Seção 2, é apresentado o problema regulatório identificado. A Seção 3 identifica os atores ou grupos afetados pelo problema. Na Seção 4, são apresentadas as fundamentações legais. A Seção 5 traz a definição do objetivo deste estudo. A Seção 6, contém abordagem técnica sobre os conceitos aplicados ao cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP) e da tarifa de transporte, à conta regulatória e ao repasse de receita entre transportadores. A seção 7 trata do processo de participação social. As questões para compor a Consulta Prévia à Análise de Impacto Regulatório (AIR) constam na Seção 8. Por fim, são trazidas as considerações finais do trabalho na Seção 9.

Na Seção 2, é identificado o problema regulatório relacionado às necessidades de atualização, aprimoramento e detalhamento da regulação tarifária aplicável à atividade de transporte dutoviário de gás natural, em especial no que se refere:

- (i) à atualização da norma ao marco legal vigente como, por exemplo, no que tange à mudança do regime de outorga de concessão para autorização;
- (ii) o aprimoramento e detalhamento da sistemática do estabelecimento da receita máxima permitida de transporte, tendo em vista fatores como o crescimento da contratação de serviços de transporte de curto prazo e solicitações de incorporação da metodologia de cálculo da taxa de retorno na resolução de regência do tema;
- (iii) à atualização dos critérios para aprovação das tarifas de transporte de gás natural propostas pelo transportador, em face da introdução dos regimes de tarifação e contratação por entradas e saídas;

(iv) à regulamentação do mecanismo de repasse de receita entre os operadores do sistema integrado de transporte, com vistas ao atingimento de um mercado de gás natural líquido, competitivo e tão integrado quanto a infraestrutura permita;

(v) ao detalhamento da sistemática de apuração, controle, transparência e utilização da conta regulatória.

Durante o estudo do problema regulatório, foi constatado que os transportadores, os carregadores, comercializadores e atuais e potenciais, a própria Agência e a sociedade em geral, inclusive os consumidores, seriam atores direta ou indiretamente afetados pelo problema em tela (Seção 3).

A atuação da ANP na resolução do problema regulatório tem como base constitucional, legal e infralegal: (i) a Constituição Federal de 1988, art. 177; (ii) a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (iii) a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, e seu respectivo Decreto regulamentador nº 10.712, de 6 de junho de 2021, alterado pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024; (iv) a Resolução ANP nº 15/2014, que 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; (v) a Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, que estabelece 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; (vi) a Resolução ANP nº 11/2016, que regulamenta, entre outros temas, o procedimento de chamada pública para contratação de capacidade de transporte do gás natural; (vii) a Resolução ANP nº 51/2013, que regulamenta a autorização para atividade de carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União; e (viii) a Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022 (Seção 4).

Dado que o problema regulatório identificado reside essencialmente na necessidade de cumprimento do comando legal disposto no art. 9º da Lei nº 14.134/2021, o objetivo primário da revisão da Resolução ANP nº 15/2014 é justamente o de atualizá-la, de forma a torná-la plenamente alinhada aos ditames da Nova Lei do Gás e de seu Decreto nº 10.712/2021 (Seção 5).

Para tanto, na Seção 6, são apresentados os temas técnicos, ou seja, os conceitos aplicados ao cálculo da RMP e da tarifa de transporte, à conta regulatória e ao repasse de receita entre transportadores.

Com base no que será apresentado nesta Nota Técnica, foram formulados, na Seção 8, questionamentos relacionados aos temas identificados como essenciais para a elaboração do relatório de AIR e de uma proposta de minuta de resolução. As questões estão agrupadas em 8 temas:

- (1) Investimentos;
- (2) Base Regulatória de Ativos;
- (3) Regulação por Incentivo;
- (4) Receita Máxima Permitida - RMP;
- (5) Tarifas de Transporte;
- (6) Conta Regulatória; e
- (7) Repasse de Receita entre Transportadores.
- (8) Outros Temas

Os blocos de questionamentos formulados a seguir farão parte de um formulário eletrônico a ser disponibilizado no sítio eletrônico da ANP na internet para o recebimento de comentários e sugestões durante o prazo da Consulta Prévia de 45 (quarenta e cinco) dias, observado o disposto no art. 12, da Instrução Normativa ANP nº 8/2021.

1. INTRODUÇÃO

Com o propósito maior de contribuir para a atração de investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural e oferecer à sociedade tarifas de transporte eficientes, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) incluiu, em sua Agenda Regulatória do biênio 2022-2023, a Ação Regulatória nº 2.8, voltada à revisão da Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (Resolução ANP nº 15/2014 ou RANP 15/2014).

A RANP 15/2014, publicada no Diário Oficial da União em 17 de março de 2014, estabelece, conforme incisos I e II de seu art. 1º, 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 objetos de autorização.

Desde a publicação deste dispositivo regulatório passaram-se dez anos, com significativas mudanças na esfera legal e na estrutura e dinâmica do mercado de gás natural no Brasil, que motivam a sua reavaliação, tais como a publicação do novo marco para o setor de gás natural, a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 ("Nova Lei do Gás"), seu Decreto Regulamentador, o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, recentemente modificado pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, e a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 3, de 7 de abril de 2022, que estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse setor.

Neste novo contexto legal, a oferta de capacidade passa a ser realizada por entradas e saídas em uma malha de transporte, podendo estas serem contratadas individualmente. O conceito de regime de contratação de capacidade por entrada e saída surgiu primeiramente no Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2016, que alterou o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, e consta do novo arcabouço legal para o gás natural, mais especificamente o art. 13, § 1º, da Lei nº 14.134, de 2021.

A partir deste novo conceito, também presente na Resolução CNPE nº 3, de 2022, os custos de transporte deixaram de estar diretamente associados a uma determinada rota ou a um gasoduto, uma vez que as capacidades de entrada e de saída podem ser contratadas separadamente, e os carregadores podem, idealmente^[1], obter o transporte do gás natural de qualquer ponto de entrada para qualquer ponto de saída. Neste enquadramento, o transportador decide qual a forma mais eficiente de realizar o fluxo de gás na rede.

Nesse sentido, para obter e assegurar um nível razoável de refletividade e previsibilidade dos custos nessa rede, as tarifas de transporte devem basear-se em uma metodologia de preço de referência, que utilize indutores de custos específicos. Assim, para aplicar uma metodologia de preços de referência é preciso o estabelecimento de princípios orientadores.

Considerando os fatores supramencionados, esta Nota Técnica tem por finalidade fundamentar a consulta prévia a ser realizada pela ANP com o objetivo de coletar subsídios e contribuições junto à sociedade de forma a embasar a futura Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que estabelecerá os critérios para o cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifas de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte, nos termos do parágrafo único do art. 9º da Lei nº 14.134/2021.

Além disso, a expectativa é que a futura proposta de minuta de resolução aborde temas como a definição da Receita Máxima Permitida (RMP) do transportador, conta regulatória e mecanismo de repasse de receita entre os operadores da rede de transporte (*Inter-TSO Compensation Mechanism*, no termo em inglês).

Para tal, a Nota Técnica está estruturada em 12 seções, incluindo a identificação temática, sumário executivo e referências bibliográficas. A seção 1, contém a introdução. Na Seção 2, é apresentado o problema regulatório identificado. A Seção 3 identifica os atores ou grupos afetados pelo problema. Na Seção 4, são apresentadas as fundamentações legais. A Seção 5 traz a definição do objetivo deste estudo. A Seção 6, contém abordagem técnica sobre os conceitos aplicados ao cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP) e da tarifa de transporte, à conta regulatória e ao repasse de receita entre transportadores. A seção 7 trata do processo de participação social. As questões para compor a Consulta Prévia à Análise de Impacto Regulatório (AIR) constam na Seção 8. Por fim, são trazidas as considerações finais do trabalho na Seção 9.

2. ESTUDO DO PROBLEMA REGULATÓRIO IDENTIFICADO

Almejando criar um ambiente de negócios sólido, voltado à promoção de investimentos em infraestrutura e com tarifas de transporte eficientes, a regulação do segmento de transporte de gás natural no Brasil vem passando por transformações importantes. No que diz respeito especificamente aos gasodutos de transporte, as ações da ANP têm se voltado à implementação de maior transparência quanto às condições da prestação dos serviços de transporte e à efetividade do direito de acesso ao sistema de gasodutos.

Além disso, a decisão da Petrobras^[2] de reduzir a participação relativa em alguns segmentos da cadeia produtiva do gás natural trouxe importantes mudanças no setor. A venda de ativos da empresa que, por muitas décadas, dominou a indústria de gás natural brasileira, contribuiu para redução das barreiras à entrada de novos investidores, mas trouxe novas demandas regulatórias, exigindo uma atuação mais efetiva dos órgãos de regulação e de defesa da concorrência.

Nesse contexto, se fez necessária a reforma do arcabouço regulatório do setor para fomentar um ambiente de negócios capaz de atrair investidores privados e estimular o aumento da concorrência no mercado.

Em 2016, foi lançada a iniciativa “Gás para Crescer” dando o primeiro passo para a reforma, mediante um amplo debate entre governo, indústria, consumidores, academia e consultores.

Em 2019, dando um novo fôlego à reforma e focando em medidas infralegais, foi lançado o programa “Novo Mercado de Gás” com o objetivo de endereçar algumas medidas de abertura do segmento e garantir que a Petrobras realizasse uma saída completa dos elos centrais da cadeia.

Essas iniciativas culminaram na promulgação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), a qual estabelece os fundamentos para um mercado de gás natural competitivo, com garantia de acesso de terceiros interessados aos distintos elos da sua cadeia. Nesta esteira, o Decreto nº 10.712/2021 veio regulamentar a nova Lei do Gás.

Mais recentemente, o CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023, instituiu o Grupo de Trabalho do Programa “Gás para Empregar” para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil, que culminou na publicação do Decreto nº 12.153/2024, que introduziu alterações significativas no Decreto nº 10.712/2021.

Conforme mencionado anteriormente, o mercado de gás natural está passando por um momento de remodelagem e, dada a relevância do segmento de transporte no modelo de organização industrial do setor de gás natural, ora em implementação, regular adequadamente o conjunto de suas atividades é de extrema importância, com destaque para a definição da RMP das transportadoras e o desenho das tarifas a serem pagas pelos usuários destas infraestruturas.

O investimento inicial na construção de gasodutos é muito elevado e o aproveitamento de economias de escala é essencial para a redução do custo médio de transporte. Os ativos utilizados nos projetos são específicos e, portanto, existem custos irre recuperáveis (*sunk costs*), ou seja, a maior parte dos gastos realizados são irreversíveis do ponto de vista econômico.

Assim, dadas as particularidades do transporte dutoviário de gás natural, a regulação tarifária deste segmento apresenta características peculiares. Vale ressaltar que, em se tratando de um setor econômico com características típicas de monopólio natural, as tarifas do segmento de transporte de gás natural são, usualmente, administradas pelo Estado ou reguladas.

Nesse sentido, cabe ao poder público determinar ou induzir o estabelecimento de tarifas que reflitam os custos associados ao transporte, promovam a concorrência, propiciem a transparência, estimulem o investimento de longo prazo e facilitem a articulação entre os diversos agentes da indústria.

Em segmentos de infraestruturas, o processo de regulação das tarifas se dá em duas dimensões distintas.

Primeiramente, deve-se, com base nos custos das empresas de transporte, determinar o nível tarifário. Em outros termos, deve-se identificar qual tarifa permite que a empresa transportadora recupere seus custos, incluindo o custo de oportunidade do seu capital. Em geral, utiliza-se o método do custo de serviço para se determinar o nível tarifário. O objetivo principal da regulação por custo de serviço é remunerar os custos totais e garantir uma taxa interna de retorno que seja ao mesmo tempo atrativa para o investidor e justa para o consumidor.

No entanto, alguns problemas derivam desse tipo de regulação, como por exemplo, a dificuldade na definição da taxa a ser utilizada para remunerar a base de capital. Quando a taxa de retorno definida pelo regulador é superior ao custo do capital, o resultado desse incentivo pode ser um excesso de investimento do transportador em ativos físicos, na busca de incremento nos lucros. Esse efeito indesejado de sobreinvestimento, conhecido como Efeito Averch-Johnson, não estimula a produtividade das empresas.

A segunda dimensão diz respeito à estrutura tarifária. Isto é, como o nível tarifário será distribuído entre os diferentes usuários da rede. Tradicionalmente, utilizam-se três formas de se alocar a tarifa entre os carregadores: (i) as tarifas baseadas na distância do transporte, também chamadas “ponto-a-ponto”; (ii) as tarifas postais, que desconsideram a distância; e (iii) as tarifas do tipo entrada-saída, que estabelecem critérios diferentes para entrada e para a saída do gás do sistema, isto é, são cobrados preços separados para a injeção e retirada.

Na tarifação “ponto-a-ponto”, a distância é considerada no cálculo da tarifa por ser uma aproximação dos custos de transporte de gás natural. Geralmente, esse tipo de tarifação é utilizado tanto em mercados em desenvolvimento, que necessitam de boa sinalização locacional, quanto em mercados em que há concorrência. Com esse tipo de tarifação é possível respeitar as vantagens comparativas das regiões produtoras e eliminar as distorções causadas por subsídios cruzados. A tarifação por distância também evita soluções irracionais de investimento por falta de sinalização locacional. No entanto, a principal desvantagem da tarifação baseada exclusivamente no fator distância é o risco de se onerar demasiadamente as regiões distantes dos centros de produção, o que pode prejudicar o desenvolvimento da rede.

Já a tarifação postal não reflete os custos associados ao transporte, uma vez que todos os usuários da rede pagam a mesma tarifa para cada unidade de consumo, independente da origem e do destino do gás. Por permitir a ocorrência de subsídios cruzados entre os consumidores^[3], esse tipo de tarifação não estimula a eficiência econômica. Esse tipo de tarifa é aplicado, usualmente, em casos de monopólio, tendo como objetivo a universalização do serviço aos consumidores e a não preocupação com a sinalização de preços no mercado. A tarifa postal pode ser aplicada, ainda, em mercados maduros, nos quais o crescimento do consumo do gás natural é inercial e os novos investimentos na expansão da malha não apresentam impactos significativos e têm importância marginal na infraestrutura de transporte (ANP, 2010).

Por sua vez, a tarifação por entrada-saída permite que os usuários da rede paguem uma tarifa de entrada e uma tarifa de saída de forma independente. Assim, o transporte de gás natural não é limitado a rotas contratuais pré-definidas, como na tarifa ponto a ponto, o que permite maior flexibilidade no transporte e mais liquidez à comercialização da molécula.

A regulação tarifária deve ser coerente com a estrutura da indústria e com a fase de desenvolvimento na qual ela se encontra. Assim, a escolha entre os diversos tipos de tarifação vai depender das características do sistema de transporte e dos objetivos da política pública e do órgão regulador. Existem aspectos que devem ser analisados antes de se optar pela forma de tarifação a ser utilizada no segmento e é a partir do entendimento do sistema de gasodutos e da regulação que se torna possível determinar o melhor tipo de tarifação para os diversos países.

De acordo com Bordallo (2018), as escolhas do regulador quanto à metodologia tarifária podem torná-la um instrumento de incentivo ao investimento, à concorrência, à redução de custos ou aos ganhos de eficiência econômica. Entretanto, também podem agir como uma barreira à entrada ou como um desestímulo aos ganhos de eficiência. Por isso, o regulador precisa conhecer as características dos sistemas de transporte de gás natural a serem regulados, estar ciente dos objetivos da regulação e atento às suas opções, de forma a tomar as decisões adequadas aos sistemas regulados para atingir tais objetivos.

No presente momento, o segmento de transporte dutoviário de gás natural no Brasil encontra-se em uma transição gradual ^[4] do modelo de tarifação postal ao regime de entrada-saída, vide as experiências recentes do setor de gás no Brasil, tais como as subseqüentes rodadas anuais de contratação de capacidade de transporte na TBG, promovidas desde 2019, e os processos de avaliação das propostas tarifárias das transportadoras de gás natural ocorridas entre 2023 e 2024.

Tal transição está alinhada com o regime de contratação de capacidade por entradas e saídas, introduzido pelo Decreto nº 9.616/2018 e, posteriormente, incorporado à Lei nº 14.134/2021, e potencializa a oportunidade para que novos usuários acessem a rede de transporte, adequando a contratação dos serviços aos propósitos de cada agente.

No regime de entrada-saída é possível, por exemplo, um supridor de gás natural reservar capacidade e pagar a tarifa correspondente apenas para injetá-lo na rede de transporte e uma distribuidora estadual de gás canalizado, ou mesmo um consumidor livre^[5], reservar capacidade e pagar a tarifa correspondente apenas para o retirar na sua localidade.

A norma atualmente em vigor para tratar dos critérios para cálculo das tarifas e dos procedimentos para aprovação de tarifas propostas por transportadoras de gás natural por meio de gasoduto de transporte é a Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, publicada no Diário Oficial da União de 17 de março de 2014 (RANP 15/2014), ou seja, a norma está desatualizada pois foi publicada antes das mudanças no marco regulatório e acontecimentos relevantes anteriormente mencionados, ocorridos especialmente a partir de 2016 e que moldaram um novo contexto para o setor de gás natural.

Ocorreram recentemente dois eventos indesejáveis no que se refere a aumento tarifário, cujas causas prováveis incluem a desatualização da RANP 15/2014, dentre outros fatores. O primeiro foi o incremento na tarifa da Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS no Processo de Oferta e Contratação de Capacidade de Transporte - POC do ano de 2024. O segundo foi a recente interrupção do POC da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG 2024, também em função da identificação de incremento na tarifa desse transportador. Os POCs são conduzidos de maneira indireta pelas transportadoras seguindo o rito definido na Resolução

Ademais, no período recente, a malha de transporte brasileira contou com a construção de apenas um novo gasoduto: o Itaboraí-Guapimirim (GASIG), construído pela NTS com o objetivo de viabilizar a movimentação do gás natural oriundo do gasoduto de escoamento “Rota 3” e processado nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs) do Complexo de Energias Boaventura situado em Itaboraí (RJ) até o sistema integrado de transporte de gás natural, interligado ao Gasoduto Cabiúnas - REDUC – GASDUC III em Guapimirim (RJ).

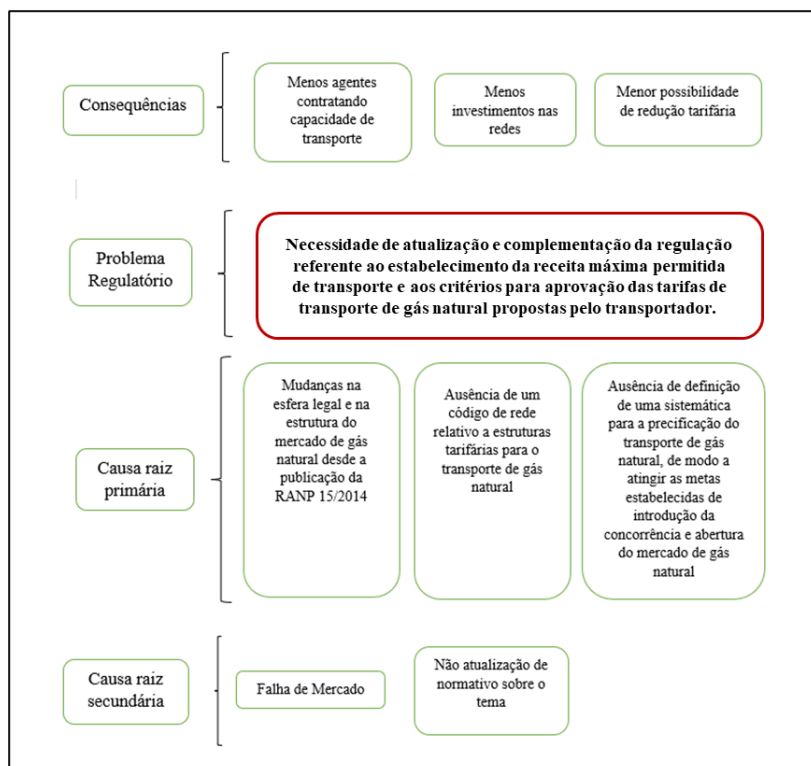
Cabe mencionar que o esperado aumento na diversidade dos contratantes de capacidade de transporte ainda não está sendo observado em nível nacional, possivelmente pela dificuldade de implementação das tarifas em regime de entrada-saída.

As mudanças na estrutura do mercado de gás natural advindas de programas de governo, dos desinvestimentos realizados pelo agente dominante em determinados elos da cadeia, da publicação do novo marco legal para esse energético, bem como da não atualização da RANP 15/2014 fazem surgir a necessidade de se estabelecer critério claros e eficientes para a determinação da receita máxima permitida de transporte e das tarifas de transporte de gás natural propostas pelo transportador, de modo a atingir as metas estabelecidas de introdução da concorrência e abertura do mercado de gás natural.

Além disso, a presença de falhas de mercado, resultado do poder de monopólio das transportadoras, associadas às externalidades, às especificidades dos ativos de rede e às incertezas na prestação dos serviços de transporte de gás natural em um ambiente de mercado liberalizado ampliam os custos de transação e criam barreiras à entrada de novos agentes, bem como afetam os investimentos em novos gasodutos de transporte. Tais características de monopólio natural fazem com que o segmento de transporte necessite da intervenção governamental para incentivar a competição, aproximar a taxa de retorno privada da social, estimular o volume de investimento e para garantir a oferta desse serviço em quantidade e qualidade satisfatória.

Assim, compreende-se que o problema regulatório identificado está relacionado **à necessidade de atualização e complementação da regulação referente ao estabelecimento da receita máxima permitida de transporte e aos critérios para aprovação das tarifas de transporte de gás natural propostas pelo transportador**, como mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Problema regulatório identificado



3. IDENTIFICAÇÃO DOS ATORES OU GRUPOS AFETADOS PELO PROBLEMA

Consideradas as interfaces entre os agentes do setor de gás natural, foram preliminarmente identificados os seguintes atores ou instituições direta ou indiretamente envolvidos no problema:

- I - **Transportadores:** por serem os atores aos quais será permitida uma receita máxima de transporte, a qual será submetida a critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos do caput art. 9º da Lei nº 14.134. Os transportadores também serão diretamente afetados pela regulamentação a ser posta uma vez que o parágrafo único do art. 9º da Lei nº 14.134/2021 determina 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"*.
- II - **Carregadores:** os agentes que utilizam ou pretendem utilizar o serviço de transporte de gás natural em gasoduto de transporte são diretamente afetados pela tarifa de transporte encaminhadas pelos transportadores e aprovadas pela ANP.
- III - **Comercializadores:** os agentes que compram e vendem o gás natural podem perceber os efeitos da tarifa de transporte na composição do preço de venda do gás natural.
- IV - **ANP:** por possuir a competência de regulação e fiscalização, no âmbito federal, das atividades integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com o estabelecido na legislação vigente, contemplando, em seu rol de atuação, a atividade de transporte de gás natural.
- V - **Sociedade em geral:** a definição da metodologia tarifária pode levar ao uso eficiente das infraestruturas de transporte e, consequentemente, à redução do preço final do gás natural aos consumidores, com efeito sobre produtos e serviços de consumo geral.

4. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), enumera, no seu art. 1º, os objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, dentre os quais destaca-se o inciso VI: “incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural”. Sobre o papel da ANP, a mesma Lei do Petróleo dispõe que a Agência tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

As atribuições legais da ANP definidas nos incisos I, V, VII, IX, X, XVI, XVII, XXVI, do artigo 8º da Lei do Petróleo estabelecem as bases legais de atuação da Agência para a regulação das atividades de movimentação de gás natural.

"Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, **do gás natural**, dos biocombustíveis e do hidrogênio, no que lhe compete conforme a lei, cabendo-lhe (Redação dada pela Lei nº 14.948, de 2024):

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(...)

V - **autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;**

(...)

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei no 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal **as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural** e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(...)

(...)

XXVI - autorizar e fiscalizar a prática da atividade de comercialização de gás natural;

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural;

XXIX - **promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural;**" (grifos nossos).

Ainda sobre as atribuições da ANP, o parágrafo 1º, do art. 1º da Lei 14.134, de 8 de abril de 2021, a Nova Lei do Gás, transcrito abaixo, define a ANP, como responsável pela regulação e fiscalização das atividades descritas em seu caput.

"Art. 1º. Esta Lei institui **normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos** e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§1º **As atividades econômicas de que trata este artigo serão reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)** e poderão ser exercidas por empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País." (grifos nossos).

A obrigação legal de a ANP regular aspectos diversos da atividade de transporte de gás natural é reafirmada pelo disposto nas definições constantes do art. 3º da Nova Lei do Gás, nos seguintes termos:

"Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação: (...)

II - agente da indústria do gás natural: empresa ou consórcio de empresas que atuam em uma ou mais das atividades da indústria do gás natural;

(...)

VIII – capacidade de transporte: volume máximo diário de gás que o transportador pode movimentar nos pontos de entrada ou de saída de um gasoduto ou sistema de transporte de gás natural;

IX - carregador: agente que utiliza ou pretende utilizar o serviço de transporte de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP;

(...)

XI - chamada pública: procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade estimar a demanda efetiva por serviços de transporte de gás natural, na forma da regulação da ANP;

(...)

XXVI - gasoduto de transporte: duto, integrante ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme os critérios estabelecidos nesta Lei, ressalvados os casos previstos nos incisos XXIV e XXV do caput deste artigo, podendo incluir estações de compressão, de medição, de redução de pressão, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes, nos termos da regulação da ANP;

(...)

XXVIII - indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;

(...)

XXXIV - processo de alocação de capacidade: processo ou mecanismo que estabelece a ordem de prioridade e/ou a atribuição de capacidade entre carregadores interessados na contratação de serviços de transporte em pontos de entrada e saída de sistema ou gasoduto de transporte de gás natural;

(...)

XXXVI – **receita máxima permitida de transporte**: receita máxima permitida ao transportador a ser auferida mediante contraprestação de serviços de transporte, estabelecida com base nos custos e despesas vinculados à prestação dos serviços e às obrigações tributárias, na remuneração do investimento em bens e instalações de transporte e na depreciação e amortização das respectivas bases regulatórias de ativos, na forma da regulação da ANP;

XXXVII - **serviço de transporte**: serviço por meio do qual o transportador se obriga a receber ou entregar volumes de gás natural em atendimento às solicitações dos carregadores, nos termos da regulação da ANP e dos contratos de serviço de transporte;

XXXVIII - serviço de transporte interruptível: serviço de transporte sem garantia firme de recebimento ou entrega de volumes de gás natural, que poderá ser interrompido pelo transportador nas situações previstas em contrato, nos termos da regulação da ANP;

(...)

XLI - **transportador**: empresa ou consórcio de empresas autorizados a exercer a atividade de transporte de gás natural;

XLII - **transporte de gás natural**: movimentação de gás natural em gasodutos de transporte;" (grifos nossos)

No que se refere especificamente à RMP, o art. 9º da Nova Lei do Gás, determina que a ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a RMP, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária. Além disso, este dispositivo legal coloca que essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União. Assim, quanto às tarifas de transporte, o parágrafo único, do art. 9º, dispõe que:

"Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, **estipulará a receita máxima permitida de transporte**, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

Parágrafo único. **As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP**, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos." (grifos nossos).

O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás, trouxe complementações e diretrizes aos agentes da indústria de gás natural, inclusive à ANP, para implementação e regulação do novo marco legal desse mercado.

Em 27 de agosto de 2024 foi publicado o Decreto nº 12.153, que alterou o Decreto nº 10.712 e trouxe dispositivos específicos para tarifas de transporte de gás natural, tais como:

- a indicação de que o acesso à infraestrutura de transporte dutoviário se sujeitará a tarifa regulada (art. 5-A, §1º do Decreto nº 10.712, de 2021)
- a viabilidade da hipótese de reconhecimento, após aprovação da ANP, de investimento necessário para desenvolvimento, implementação e manutenção de sistema informatizado para realização da chamada pública de que trata o art. 6-E, caso custeado pelos transportadores dutoviários, via receita a ser recuperada por meio de tarifa (art. 6-E, §§ 4º e 5º do Decreto nº 10.712, de 2021);
- obrigação da ANP dar publicidade aos parâmetros econômicos aprovados e realizados para a infraestrutura autorizada, incluída a fórmula de cálculo da tarifa (art. 6-F, § 7º do Decreto nº 10.712, de 2021);
- obrigação da ANP estabelecer metas regulatórias de eficiência operacional para cada ciclo de revisão tarifária (art. 6-F, § 8º do Decreto nº 10.712, de 2021);
- o transportador ter que apresentar todas as características técnicas, operacionais e econômicas das infraestruturas que opera, inclusive a faixa de tarifa de acesso à

infraestrutura (art. 22-B, VI do Decreto nº 10.712, de 2021);

- o reconhecimento na receita a ser recuperada por meio da tarifa, mediante acordo com a ANP, do custo de desenvolvimento e manutenção do portal eletrônico único, de que trata o § 1º do art. do art. 22-B, pelos transportadores dutoviários (art. 22-B, §§ 1º e 2º do Decreto nº 10.712, de 2021);
- a adoção preferencial da modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do país, durante o período em que não forem concluídas as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte (art. 26, § 5º do Decreto nº 10.712, de 2021).

Do ponto de vista formal e material, a ANP tem obrigação de atuar no problema regulatório apresentado pela presente Nota Técnica, com fundamento na sua atribuição legal para regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, gás natural e dos biocombustíveis, consoante com o disposto no art. 8º da Lei nº 9.478, de 1997, no art. 9º da Lei nº 14.134, de 2021, e demais normativos citados nesta Seção.

Inferre-se do exposto, que a base constitucional, legal e infralegal para a atuação da ANP consiste nos seguintes atos normativos:

- i) Constituição Federal de 1988, art. 177;
- ii) Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- iii) Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021,
- iv) Decreto nº 10.712, de 6 de junho de 2021;
- v) Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013, que regulamenta a autorização para atividade de carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União;
- vi) Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, que 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;
- vii) Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, que estabelece 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.
- viii) Resolução ANP nº 11, de 18 de março de 2016, que regulamenta, entre outros temas, o procedimento de chamada pública para contratação de capacidade de transporte do gás natural; e
- ix) Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022.

5. DEFINIÇÃO DO OBJETIVO

O problema regulatório identificado, como já exposto, reside essencialmente na necessidade de cumprimento do comando legal disposto no art. 9º da Lei nº 14.134/2021. Dessa forma, dada a ausência de regulação atualizada referente ao estabelecimento da receita máxima permitida de transporte e aos critérios para aprovação das tarifas de transporte de gás natural propostas pelo transportador, o objetivo primário da revisão da Resolução ANP nº 15/2014 é justamente o de atualizá-la de forma a torná-la plenamente aderente aos ditames da Nova Lei do Gás e de seu Decreto nº 10.712/2021.

A atualização do normativo deve ser compatível com os objetivos apontados na Ação nº 2.8, quais sejam: estabelecer novos critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; disciplinar o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte; e estabelecer critérios e diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados, haja vista que as malhas de transporte dutoviário poderão ser organizadas em sistemas de transporte de gás natural.

O regime tarifário é o mecanismo regulatório que mantém o equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas e promove o bem-estar dos consumidores. De acordo com Siqueira (2022), além de garantir a rentabilidade dos investimentos e a eficiência na utilização dos gasodutos de transporte, por exemplo, a definição das regras de tarifação deve atender aos princípios de não discriminação dos usuários, simplicidade, transparência e estabilidade de sua aplicação.

Dessa forma, o objetivo primário supramencionado deve ter como baliza as seguintes metas, segundo Mueller (1998): (i) garantir preços baixos para os consumidores; (ii) assegurar receita que permita obter um lucro razoável para a firma; (iii) incentivar o desenvolvimento da infraestrutura; (iv) garantir a universalidade dos serviços; (v) atingir a eficiência econômica; (vi) manter o ritmo de inovação tecnológica; (vii) garantir a confiabilidade do serviço; (viii) introduzir um processo regulatório estável; (ix) buscar a legitimidade das decisões regulatórias; e (x) estimular a competição.

6. CONCEITOS APLICADOS AO CÁLCULO DA RMP E DA TARIFA, À CONTA REGULATÓRIA E AO REPASSE DE RECEITAS ENTRE TRANSPORTADORES

De acordo com a ANP (2016), critérios como refletir os custos associados ao transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular o investimento de longo prazo e a facilidade de articulação com relação à combinação de uma tarifa entre vários agentes são alguns dos critérios que devem ser utilizados para a escolha da tarifa ótima.

Para Fernandes (2000), a sistemática de tarifação é um dos aspectos mais importantes para o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural, já que a infraestrutura é o elo fundamental para o desenvolvimento desse mercado, sendo a tarifação, por sua vez, a indutora da maximização de utilização da infraestrutura, do equilíbrio econômico-financeiro do projeto, e, consequentemente, da preservação dos interesses dos consumidores.

Como dito, o objetivo principal da política de tarifação é a não discriminação das tarifas, sendo que a refletividade dos custos é um importante critério na correta precificação entre os usuários. As tarifas aplicadas aos serviços de transporte devem apresentar uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis aos serviços prestados a cada cliente, assim como os potenciais impactos provocados por esses consumidores na malha de transporte (Lapuerta; Moselle, 2002).

A definição da tarifa não é uma tarefa trivial. A fim de promover a eficiência econômica, torna-se essencial a identificação do tipo de sistema tarifário mais adequado frente aos aspectos da estrutura e conjuntura da indústria de gás natural de cada país. Além de refletir os custos de forma a permitir sua repartição eficiente entre os usuários da rede, deve levar em consideração as características dos gasodutos, a extensão e a natureza do sistema.

Como visto, em segmentos de infraestrutura, o processo de regulação das tarifas se dá em duas dimensões distintas. Primeiramente, deve-se, com base nos custos das empresas de transporte, determinar o nível tarifário. Em outros termos, deve-se identificar qual tarifa permite que a empresa transportadora recupere seus custos, incluindo o custo de oportunidade do seu capital. As tarifas pagas pelos usuários da rede devem proporcionar ao transportador os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados. O método do custo de serviço foi historicamente utilizado para se determinar o nível tarifário, e a regulação incentivada vem, recentemente, ganhando espaço para esse fim.

A segunda dimensão diz respeito à alocação da tarifa (estrutura tarifária) entre os diferentes carregadores, isto é, como a receita permitida definida através do nível tarifário será recolhida dos diferentes usuários da rede.

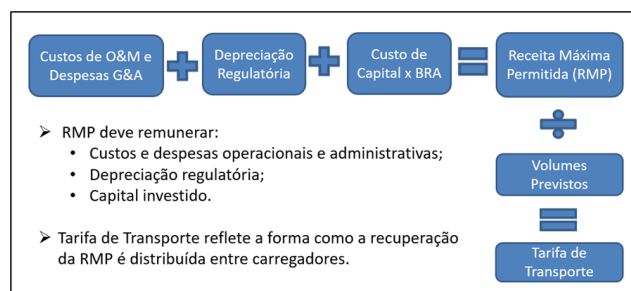
Na determinação da estrutura tarifária, a neutralidade (as receitas são recuperadas por meio dos encargos da estrutura tarifária); a não discriminação (não existência de tratamento diferente a usuários diferentes); a estabilidade (prioriza-se a previsibilidade dos preços a usuários finais) e a responsabilidade pelos custos (sinalização para que as decisões de consumo sejam eficientes) são alguns princípios gerais que devem ser observados (ANP, 2016).

A proposta de estrutura tarifária deve zelar para que os usuários da rede sejam responsabilizados pelos custos que originam ao prestador do serviço de transporte de gás natural. De acordo com a ERSE (2021), caso o modelo tarifário adotado para o sistema de gás contemple a uniformidade tarifária, este modelo deve prever compensações entre os operadores das redes de transporte (compensação via conta regulatória), uma vez que a uniformidade tarifária implica desvios entre as receitas permitidas e as receitas realizadas de cada transportador.

Conforme já exposto, tradicionalmente, utilizam-se três formas de se alocar a tarifa entre os carregadores: (i) as tarifas por distância, com tarifas determinadas segundo a distância percorrida; (ii) as tarifas postais, com tarifa única independente da distância; e (iii) as tarifas do tipo entrada-saída, que são definidas

com base na cobrança de preços separados para a injeção e retirada do gás do sistema. Na seção 6.5, cada uma dessas metodologias será apresentada detalhadamente, assim como algumas das formas de combinação entre esses diferentes tipos de tarifação. A Figura 2 traz os elementos básicos da modelagem tarifária.

Figura 2 – Elementos básicos da modelagem tarifária



Fonte: Adaptado de ANP (2010).

Os elementos básicos da modelagem tarifária serão descritos a seguir, nos itens 6.1 a 6.8.

6.1. Custos de O&M e Despesas G&A

Itens de gastos característicos da gestão da atividade de transporte considerados determinantes de custos e despesas que servem como informadores para o cálculo tarifário são aqueles necessários para operar, manter e reparar o sistema de transporte, incluindo os custos diretamente relacionados à instalação física do gasoduto (combustíveis, energia elétrica, lubrificantes) e as perdas de gás, bem como as despesas administrativas indispensáveis ao gerenciamento eficiente da atividade de transporte, abrangendo o pagamento de salários, marketing, suprimentos de escritório, serviços externos, aluguéis e manutenção dos escritórios e filiais da transportadora, desde que efetivamente contribuam para a prestação do respectivo serviço de transporte (inciso I do Art. 5º da RANP 15/2014).

Os itens de O&M e de G&A listados na Nota Técnica 13/2019 para a Chamada Pública TBG - 2019 foram: salários e benefícios; manutenção e operação de compressores; manutenção do sistema de proteção catódica; conservação e manutenção da faixa de servidão do duto; outras manutenções; combustíveis e lubrificantes; serviços de utilidade pública (energia elétrica, água e esgoto etc.) e comunicação; aluguéis e seguros; aquisição e passagem de pigs de limpeza e instrumentados; outros custos e despesas; despesas gerais e administrativas (G&A). As despesas com aquisição de insumos destinados ao funcionamento a infraestrutura de transporte, seja o gás de uso do sistema (GUS) ou a energia elétrica para acionamento dos compressores, não compõem as estimativas do fluxo de caixa para definir o valor da RMP, eles são cobrados a parte no contrato de prestação do serviço de transporte.

Os Custos de Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) constituintes da proposta tarifária devem corresponder aos custos e despesas que decorreriam da gestão da atividade econômica conduzida por um administrador prudente em um ambiente competitivo. Entende-se que as decisões econômicas deste administrador atenderiam aos princípios da eficiência e da economicidade (Inciso I do Art. 4º e inciso I do Art. 5º da RANP 15/2014).

6.2. Depreciação Regulatória

De acordo com a *Energy Regulators Regional Association* - ERRA (2009), o termo “depreciação” significa uma alocação sistemática do custo de um ativo aos períodos contábeis em que o ativo fornece benefícios à empresa regulada. Em outras palavras, a inclusão da depreciação como um dos componentes da receita permite diferir o impacto dos custos de investimentos ao longo da vida útil do ativo.

Essa alocação de custos é projetada para refletir o consumo potencial do serviço ou os benefícios econômicos associados a um ativo ao longo de sua vida útil, resultante tanto do uso (desgaste) quanto da obsolescência.

Desta forma, os custos vinculados ao fluxo de serviços providos pelos ativos são inseridos na tarifa de transporte e, assim, permitem levantar os fundos necessários à sua reposição em decorrência de danos, deterioração e obsolescência. Com isso, se reconhece a necessidade de recuperar os valores dispendidos com a compra e a manutenção desses ativos.

A receita líquida total obtida com os ativos regulados consiste em uma taxa de depreciação e o retorno permitido sobre os ativos.

Existem vários métodos de depreciação que oferecem diferentes taxas de recuperação dos custos dos ativos. O método mais tradicional é a depreciação linear. Esta abordagem supõe a existência de uma relação linear entre a depreciação acumulada e a idade do ativo relativamente à sua vida econômica esperada. A adoção deste método resultará em um valor uniforme para a depreciação do ativo ao longo de sua vida. É comumente adotada devido à sua simplicidade.

Enquanto o método de depreciação linear distribui o custo uniformemente ao longo da vida de um ativo, o método de depreciação acelerada permite a dedução de despesas maiores nos primeiros anos após a compra e menores despesas à medida que o item depreciado envelhece. O princípio que norteia a depreciação acelerada é o de que as maiores despesas ligadas a um ativo acontecem nos primeiros anos após a sua compra. Esse raciocínio leva em consideração que os recursos são mais utilizados enquanto estão novos e funcionam com maior eficiência. À medida que eles vão envelhecendo, seu uso é diminuído em razão da aquisição de novos recursos.

Dessa forma, uma das principais questões considerando a determinação da depreciação regulatória é a necessidade de alcançar um perfil temporal de receitas que seja economicamente eficiente.

A estrutura física que suporta a prestação do serviço de transporte de gás natural possui duas ópticas de interpretação, a contábil e a financeira. Pela ótica contábil, trata-se de patrimônio imobilizado sujeito ao desgaste pelo uso ou à obsolescência. Decorre daí a sua perda de valor, que pode ser medida pela quantidade prestada de serviço e pode ser estimada pela passagem do tempo.

Pela ótica financeira, a estrutura física é tomada pelo seu valor monetário na data de sua incorporação ao patrimônio e será tratada como se um empréstimo fosse. Neste caso, não há que se falar em perda de valor patrimonial, mas sim em devolução do capital investido, que tem início a partir do momento em que o ativo se torne apto à prestação de serviço.

A regulação adotou a ótica financeira para considerar o patrimônio imobilizado direcionado à prestação do serviço de transporte. O valor financeiro não está sujeito a perda por uso ou obsolescência, mas sofre desgaste com o processo inflacionário. Por este motivo, para evitar infligir perda patrimonial ao investidor, busca-se preservar o poder aquisitivo do valor do investimento, assim procede-se à sua correção pela inflação conforme estimada de acordo com a variação de um índice de preços. Neste caso, o valor investido será devolvido em parcelas calculadas considerando o valor residual do ativo, que corresponde à diferença entre o valor investido atualizado pela inflação e a depreciação acumulada, e a vida útil que lhe resta.

A depreciação regulatória consiste, portanto, nas parcelas devolvidas. Ela é calculada como sendo a razão entre o valor residual do ativo e a sua vida útil restante. Desta forma, ao fim da vida útil do ativo, o seu valor terá sido integralmente devolvido. Contudo, por questões de incentivo, essa devolução poderá ser antecipada no caso da depreciação acelerada, caso se pretenda incentivar novos investimentos.

O índice de preços cuja variação ajustava o valor do patrimônio era o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), porém isso sofreu alteração por força do Decreto nº 12.153/2024 que alterou o Decreto nº 10.712/2021, que passou a definir o IPCA como sendo o índice regulatório a ser utilizado na correção patrimonial pela inflação.

6.3. Base Regulatória de Ativos (BRA)

A definição dos procedimentos e da metodologia para determinação da Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras de gás natural constitui

aspecto crucial para a consolidação do marco regulatório destes serviços. A determinação racional e previsível da BRA é tão importante em sistema de regulação por incentivos quanto em um sistema de regulação tradicional pela taxa de retorno.

Além de sua importância para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro das autorizações das atividades relativas ao transporte de gás natural e para proteger os consumidores de tarifas injustas, a definição adotada para a determinação da BRA tem implicações sobre a política de expansão do segmento de transporte de gás natural.

Portanto, a decisão sobre a BRA, provavelmente, tem o maior impacto no equilíbrio que o regulador estabelece entre os interesses dos consumidores e os interesses dos ofertantes dos serviços regulados.

Pelo arcabouço institucional brasileiro, a BRA é definida como o “conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural” (inciso VII, art. 3º da Nova Lei do Gás). Trata-se, portanto, do conjunto de bens incorporados ao patrimônio do gestor da infraestrutura de transporte e que estejam diretamente relacionados à exploração da atividade de prestação de serviço de transporte de gás natural por meio de conduto. Portanto, a BRA consiste na agregação de todo investimento pelo transportador durante a gestão da atividade de transporte.

Assim, a consideração do valor do capital como elemento definidor de componentes de receita significa reconhecer os investimentos incorridos pelo transportador para prestar o seu serviço.

A BRA é dinâmica e sofre mutações devido a movimentações de seus componentes básicos. A cada período, seu montante é determinado pela seguinte expressão:

$$BRA_{t+1} = BRA_t + CAPEX_t - DEP_t - BAIXA_t$$

onde:

BRA_t : valor da base de ativos no início do período t ;

BRA_{t+1} : valor da base de ativos no início do período $t+1$;

$CAPEX_t$: despesa de capital incorrida no período t ;

DEP_t : depreciação regulatória incorrida no período t ;

$BAIXA_t$: baixa em ativos por perdas, por exemplo, no período t .

Dessa forma, a BRA é definida, para cada período regulatório, de modo que o seu valor no fim do período seja igual ao seu valor de início do período, adicionado do CAPEX (*Capital Expenditure*) incorrido nesse mesmo período, subtraído da depreciação regulatória e do total de ativos baixados do patrimônio.

Este valor é então ajustado pela inflação observada durante o período, para determinar o valor de abertura da BRA do próximo período regulatório.

Os ativos incluídos na BRA devem ser os ativos utilizados diretamente na prestação dos serviços regulados. A empresa regulada deve garantir que os custos não sejam transferidos de quaisquer serviços não regulados para serviços regulados ou entre serviços regulados.

Para estabelecer os seus respectivos valores, faz-se necessário determinar previamente o valor do capital acumulado que é empregado na prestação do serviço de transporte. Portanto, para determinar a receita da atividade regulada, uma tarefa imprescindível é definir como avaliar o estoque de ativos diretamente empregados na prestação do serviço de transporte.

Consequentemente, a decisão regulatória sobre como avaliar a BRA é de particular importância já que, no contexto da regulação de preços, a BRA será uma determinante chave das tarifas que podem ser cobradas por serviços regulados no futuro.

Existe uma grande variedade de metodologias de avaliação de ativos, porém não existe uma única abordagem que seja adequada para todas as circunstâncias. A Resolução ANP nº 15/2014 prevê em seu art. 6º:

"Art. 6º. Serão considerados bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural sob o regime de autorização aqueles ativos expressamente autorizados pela ANP.

§ 1º No caso de Gasodutos de Transporte em fase operacional, inclusive aqueles em operação na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte.

§ 2º O valor da Base Regulatória de Ativos de um Gasoduto de Transporte em fase operacional deve, preferencialmente, situar-se dentro dos limites determinados a partir da aplicação das metodologias contidas nos incisos I e II do § 3º deste artigo.

§ 5º O método de depreciação empregado para descontar o valor dos ativos deve ser amplamente reconhecido e adotado pelo mercado, tal como o método linear (ou quotas constantes), devendo o cálculo de depreciação refletir ao máximo a respectiva perda de valor econômico dos bens e instalações pelo uso, ação da natureza ou obsolescência, considerando a respectiva vida útil para cada grupo de bens e instalações."

Conforme mencionado anteriormente, o segmento de transporte passou por recente mudança e na modelagem dos desinvestimentos da Petrobras resultaram 3 empresas – TBG, NTS e TAG, com coberturas geográficas regionais. As operações de venda de ativos para as transportadoras foram feitas juntamente com a contratação da capacidade total dos gasodutos pela própria Petrobras, os contratos legados.

Ao término dos primeiros contratos legados, em dezembro de 2025, para determinação da Receita Máxima Permitida da TAG e da NTS, será necessário realizar a valoração dos ativos remanescentes dos contratos Malha NE e SE, respectivamente, para sua incorporação no cálculo tarifário. Adicionalmente, os ativos oriundos do contrato Paulínia Jacutinga (GASPAJ) da NTS, com vencimento em janeiro de 2030, também precisarão passar por esse mesmo processo.

O art. 9º, da Lei nº 14.134/2021, prevê a realização de consulta pública previamente à determinação da receita máxima permitida de transporte. Dado que a escolha da metodologia de valoração da BRA impacta diretamente a RMP dos transportadores, a ANP pretende ouvir os agentes de mercado, antes do vencimento dos contratos acima referenciados, quanto ao método que deve ser utilizado.

6.3.1 – Investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural e instalações acessórias.

A Resolução ANP nº 15/2014, delimita, em seu art. 7º, inciso IV, os elementos que devem estar contidos na proposta tarifária para os serviços de transporte dutoviário de gás natural. Dentre estes elementos estão os investimentos realizados e, quando aplicável, a realizar (previsão de investimentos). Tais investimentos devem ser detalhados e discriminados nas seguintes categorias mínimas (art. 7º, IV, Resolução ANP nº 15/2014):

(a) duto (linha-tronco e ramais);

(b) complementos (pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de medição, estações de compressão, dentre outros);

(c) componentes e equipamentos (lançadores e recebedores 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.).

O detalhamento de tais itens subsidiam a caracterização dos elementos que estarão inseridos na Base Regulatória de Ativos, importante parcela do cálculo tarifário para os serviços de transporte de gás natural.

Especificidades de instalações da infraestrutura de transporte de gás natural, a inexistência no Brasil de uma base de custos referenciais que contemplem estes elementos, aliados a procedimentos de contratação de serviços de projeto e de construção de tais ativos em pacotes fechados (*Engineering, Procurement and Construction – EPC*) tornam mais complexa a avaliação pela ANP dos investimentos que virão compor a BRA.

Em prol da transparência do cálculo tarifário, o detalhamento dos gastos previstos e comprovação dos gastos realizados em investimentos em ativos que a transportadora pretende incorporar a BRA são essenciais.

Além do detalhamento dos gastos, nas categorias mínimas já identificadas na atual redação do art. 7º da RANP 15/2014, é fundamental ter clareza quanto à data base dos custos considerados, bem como a caracterização do grau de maturidade do empreendimento no estágio da definição dos custos, visando estabelecer um referencial de faixa admissível de variação entre valores estimados e efetivamente realizados.

O que se observa atualmente é o acolhimento de Práticas Recomendadas da AACE Internacional (*Association for the Advancement of Cost Engineering*) como diretrizes para a aplicação de princípios gerais de classificação de estimativas de custos de ativos de um empreendimento.

No entanto, além do esforço necessário para a plena caracterização das despesas inseridas em rubrica usualmente definida como CAPEX (*Capital Expenditure*), ou seja, o indicador das despesas de investimentos em ativos imobilizados, também tem se mostrado desafiadora a clareza da distinção do gasto como sendo de fato um investimento. Recentemente, o conceito *Sustaining CAPEX*, passou a constar da documentação de propostas tarifárias submetidas a avaliação da ANP.

Se por um lado, o CAPEX define os investimentos em ativos imobilizados, ou seja, a aplicação de capital em novos bens e serviços ou em sua modernização, ampliação de capacidade para que sejam utilizados na produção de outros bens e serviços, por outro lado, o *Sustaining CAPEX* refere-se apenas às despesas de capital necessárias para manter a capacidade nos níveis existentes. Ou seja, a definição de *Sustaining CAPEX* pode se confundir com o que se denomina OPEX (*Operational Expenditure*), que é o capital empregado para garantir a conservação dos ativos da empresa e comumente agrega despesas operacionais, inclusive de manutenção e despesas administrativas.

Programas de manutenção preventiva e preditiva, como inspeções com *pig* instrumentado ou preservação de obras geotécnicas eventualmente envolvem grande esforço financeiro e, apesar de se enquadrarem como atividades tipicamente operacionais, observa-se a tendência de considerá-las como investimento pelo porte dos custos envolvidos.

Assim, a busca de subsídios da sociedade para a análise de impacto regulatório para a modernização da RANP 15/2014 é uma oportunidade de discutir a tipologia e caracterização dos investimentos que virão compor a Base Regulatória de Ativos.

Além disso, também é oportuno debater as Práticas Recomendadas da AACE (*Association for the Advancement of Cost Engineering*) como referência para estabelecer a faixa admissível de incerteza para estimativas de custos de investimentos em ativos que serão incluídos na BRA.

6.4. Custo do Capital (*Weighted Average Cost of Capital, ou Custo Médio Ponderado de Capital – WACC*)

Esta seção trata da metodologia de cálculo da taxa de remuneração regulatória a ser aplicada sobre os investimentos onerosos realizados pelas transportadoras, que compõem a base regulatória de ativos. Além de cobrir as despesas operacionais, tributos e outras obrigações, a receita auferida pela transportadora deve propiciar a recuperação e a remuneração do capital investido, permitindo o custeio da captação de recursos para investir.

Um ponto central para a definição de qual é esse custo é o cálculo da taxa de remuneração regulatória (taxa de juros que incidirá sobre os investimentos realizados). A ANP deve buscar definir uma taxa de retorno suficiente para cobrir o custo de captação de recursos de terceiros e o custo de oportunidade do capital próprio empregado, remetendo aos investimentos retornos em compatibilidade com um mercado competitivo.

Definir uma taxa de retorno abaixo desse equilíbrio pode inviabilizar investimentos necessários, e defini-la acima permitiria à empresa apropriar-se de um lucro excedente, em detrimento da modicidade tarifária para os usuários.

Com base nas recomendações da literatura teórica e empírica, bem como nas experiências do setor de regulação nacional e internacional, a ANP considera propor manter a determinação do custo de capital próprio das transportadoras por meio do modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) acrescido de um prêmio de risco país.

Para o custo do capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma transportadora de gás natural no Brasil. De acordo com a Nota Técnica nº 13/2019-SIM (ANP, 2019), o custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B$$

onde:

- r_d é o custo de capital de terceiros;
- r_f é a taxa de retorno do ativo livre de risco;
- r_c é o prêmio de risco de crédito;
- r_B é o prêmio de risco Brasil.

Dessa forma, a estrutura de capital diz respeito às participações de capital próprio e de capital de terceiros no capital total investido por uma empresa. A definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa.

6.5. Receita Máxima Permitida (RMP)

De acordo com o inciso XXXVI, art. 3º, da Lei nº 14.134/2021, a receita máxima permitida ao transportador, a ser auferida mediante contraprestação de serviços de transporte, deve ser estabelecida com base nos custos e despesas vinculados à prestação dos serviços e às obrigações tributárias, na remuneração do investimento em bens e instalações de transporte e na depreciação e amortização das respectivas bases regulatórias de ativos, na forma da regulação da ANP.

Além disso, conforme já exposto, o art. 9º da Nova Lei do Gás também traz disposições específicas para a RMP. Ele determina que a ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação. Além disso, esse mesmo artigo ressalta que essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

O inciso II, art. 4º, da RANP 15/2014, por sua vez dispõe que o serviço de transporte prestado pelo transportador será remunerado por meio de tarifas de transporte, as quais devem permitir que o transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação desse serviço, 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 BRA, o que corresponde à sua RMP.

Além disso, o parágrafo 1º, art. 44, da Nova Lei do Gás, preservou a receita auferida pelos transportadores com os seus respectivos contratos de serviço de transporte vigentes na data de sua publicação. Tal fato foi contemplado na avaliação das propostas tarifárias submetidos à ANP pelas transportadoras ao longo de 2023 e 2024.

Por exemplo, a RMP da Transportadora Associada de Gás (TAG), para o período 2024-2025, foi calculada em R \$4.652.068.640,00 por ano, considerando as receitas de todos os contratos (Gasene Sul, Gasene Norte, Malhas NE e Pilar-Pojuca) celebrados com a Petrobras cujos direitos foram preservados, de acordo com a Lei nº 14.134/2021.

Por seu turno, a RMP da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), para os anos de 2024 e 2025, foi composta pelo somatório da receita dos contratos legados (Malhas SE, Malhas II, Paulínia-Jacutinga, GASDUC III e GASTAU) e do Gasoduto Itaboraí Guapimirim (GASIG).

Já para a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), a RMP considerou para 2025, a proporção de 80,10% nos seguintes elementos tarifários: Base Regulatória de Ativos, Custos de Operação e Manutenção, Despesas Gerais e Administrativas e Reinvestimentos. A proporção foi calculada considerando a razão entre as capacidades de transporte dos Contratos TCQ e TCX Brasil (24,08 MM m³/d), cujos vencimentos permitiram a oferta de suas capacidades na modalidade firme, e o somatório da capacidade original dos Contratos de Transporte TCQ, TCX e TCO de 30,08 MM m³/d.

6.5.1 – Regulação por Incentivos

A regulação por incentivos dissocia as tarifas dos custos incorridos efetivamente pela empresa, estimulando o prestador do serviço a aumentar sua rentabilidade através da redução de custos, por meio do aumento da produtividade, por exemplo (Carrara e Turolla, 2013).

De acordo com Siqueira (2022), o objetivo deste mecanismo de regulação é um incremento na *performance* da firma regulada através de prêmios ou penalidades, além dos já incorporados na regulação pelo custo de serviço.

Conforme o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do CMGN (2021), uma das formas de regulação por incentivo é a 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 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 supridores; (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 (CMGN, 2021).

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 (CMGN, 2021).

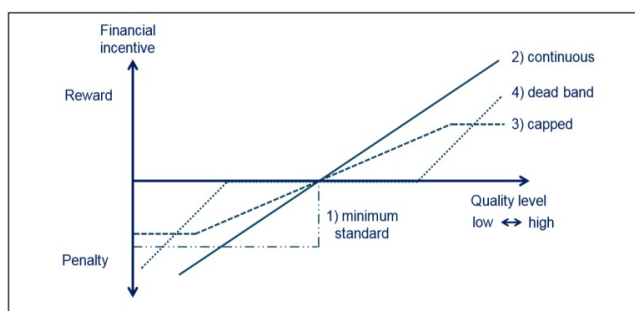
A Qualidade Comercial (ou qualidade do serviço) e a Confiabilidade são endereçadas pelos reguladores nacionais para monitorar e controlar os serviços prestados pelos operadores de rede regulados. Como a regulação da distribuição tem como objetivo aumentar a eficiência da rede, ela acaba conduzindo à 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 supridor 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 apud CMGN, 2021).

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 apud CMGN, 2021).

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 3, o relatório KEMA (2010) traz, como exemplo, uma representação de penalidades/recompensas (y) versus nível de qualidade medido (x).

Figura 3 – Exemplos de esquemas de incentivos de qualidade



Fonte: KEMA (2010), apud CMGN (2021).

Conforme relata CMGN (2021), de acordo com o esquema 1 da Figura 3, 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 (CMGN, 2021).

Segundo alerta o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural - CMGN (2021), 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.

6.6. Tarifas de Transporte

Nesta subseção sobre tarifas de transporte são apresentadas as três tradicionais formas de se alocar a tarifa entre os carregadores: (i) as tarifas por distância; (ii) as tarifas postais; e (iii) as tarifas do tipo entrada-saída. Além disso, considerando a relevância de se estimular a expansão da infraestrutura de transporte de gás natural de forma eficiente e sustentável, inicialmente serão abordados alguns aspectos sobre Tarifa Incremental

6.6.1. Tarifa Postal

A tarifa postal (*postage-stamp*) faz com que os carregadores paguem uma mesma tarifa de transporte, independentemente dos custos incorridos pelos serviços demandados.

Com a tarifação postal, um mesmo preço é aplicado para cada unidade de consumo, não considerando a origem e o destino do gás natural (ACER, 2013). Ou seja, a tarifação pelo método postal é calculada para recuperar o custo médio de utilização da malha, sendo que todas as transações ocorridas dentro da rede de transporte pagam a mesma tarifa de transporte, independentemente do local onde o gás é injetado (ponto de recepção) ou retirado (ponto de entrega) pelos carregadores.

A tarifa postal pode ser representada da seguinte forma (ACER, 2013):

$$T = RE / BC$$

Onde:

T é a tarifa por m^3 do gasoduto,

RE é a receita a ser recuperada pelo gasoduto (*Revenue to be collected*) (mil R\$); e

BC (*Booked Capacity*) é o total da reserva de capacidade de gás natural naquele gasoduto (mil m^3).

Com essa metodologia, é aplicado o princípio da uniformidade tarifária em todo território. Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locacionais eficientes. Uma política de tarifação postal pode viabilizar a demanda de gás em regiões em que o gás não chegaria com preços competitivos se o critério de tarifação fosse por distância, por exemplo.

Desta forma, há risco de o gás natural deslocar, artificialmente, outros energéticos substitutos, aumentando o custo total do fornecimento de energia para o sistema, com consequências negativas sobre a competitividade da indústria local.

Nessa situação, seria mais eficiente que as regiões muito distantes do ponto de entrada do gás natural no gasoduto utilizassem um produto substituto, como gás liquefeito de petróleo, por exemplo, do que os consumidores das regiões próximas ao ponto de entrada pagassem para viabilizar esse consumo de gás natural pelas regiões longínquas. Segundo Freitas (2004), este tipo de tarifação será menos indicado quanto maiores, menos ramificados e mais unidirecionais forem os gasodutos.

Esse tipo de tarifa é aplicado usualmente em casos de monopólio, como foi o caso da indústria de gás natural no Brasil até a publicação da Lei nº 9.478/1997, conhecida como a “Lei do Petróleo”. De acordo com Siqueira (2022), durante esse período, a política energética tinha como objetivo a universalização do serviço aos consumidores e não havia a preocupação com a sinalização de preços no mercado, sendo que os investimentos no setor eram realizados segundo os interesses sociais e sob a ótica de um único mercado consumidor de gás em todo o território nacional. A tarifa postal também pode vir a ser aplicada em mercados maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás natural é inercial e os novos investimentos na expansão da malha de gasodutos não apresentam impactos significativos e tem importância marginal na infraestrutura de transporte (ANP, 2010).

6.6.2 – Tarifas Baseadas em Distâncias

A tarifa por distância busca refletir os custos fixos e variáveis de cada contrato de transporte. Obtém-se a tarifa por m^3 entre o ponto de entrada (E) e o ponto de saída (S) por meio da seguinte equação:

$$T_{ES} = C \cdot D_{ES}$$

Onde:

T_{ES} é a tarifa por m^3 entre os pontos E e S do gasoduto;

C é o custo unitário de transporte de $1 m^3/km$; e

D_{ES} é a distância, em quilômetros (km), entre os pontos E e S.

Dado que os custos são proporcionais à distância percorrida pelo gasoduto entre o produtor e o consumidor, a principal vantagem deste tipo de critério é sinalizar preços alinhados com custos reais do transporte, impedindo, assim, os subsídios cruzados entre consumidores e regiões. Com esse tipo de tarifa é possível, ainda, respeitar as vantagens comparativas das regiões produtoras e evitar decisões irracionais de investimento por falta de sinalização locacional. Lapuerta e Moselle (2002) concordam que a tarifação baseada em distância reflete os custos do transporte quando os gasodutos são extensos e com fluxos unidirecionais.

Dentro do conceito de tarifas baseadas em distância, existem basicamente duas metodologias tarifárias: tarifa ponto-a-ponto e tarifa zonal (Pinto, 2014).

De acordo com Freitas (2004), a tarifa ponto-a-ponto é a principal forma de aplicação da tarifa por distância e geralmente é utilizada para transportes de grandes distâncias, quando há um deslocamento linear de gás. Quanto mais extenso e menos ramificado, ou seja, mais unidirecional e com menos pontos de entrada e saída, maior o peso da variável distância no custo e, portanto, maior a necessidade de considerar a distância no cálculo da tarifa.

Entretanto, Freitas (2004) argumenta que, quando as redes possuem muitos pontos de entrada e saída, a tarifação por distância não terá seus custos refletidos nas tarifas e será potencialmente discriminatória, principalmente em relação às empresas entrantes, em benefício das incumbentes, que levam vantagens relacionadas ao grande portfólio de fontes de oferta e clientes.

Para Pinto (2014), a tarifa zonal, estruturada a partir da associação entre a tarifa postal e a tarifa ponto-a-ponto, estabelece a divisão da região atendida pelo gasoduto em regiões (zonas) tarifárias, sendo que dentro da mesma área as tarifas por unidade de volume apresentam o mesmo valor, ou seja, a tarifação é postal. A tarifação zonal fornece uma sinalização locacional e um sistema de preços mais homogêneo aos consumidores e produtores. Este modelo evita que, assim como ocorre com a tarifa postal, os consumidores marginais periféricos tenham que pagar tarifas mais elevadas a fim de contribuir para a expansão da malha de rede para novas áreas. No entanto, a tarifa zonal apresenta desvantagens, uma vez que a aplicação de tarifas diferenciadas em cada região pode resultar na adoção de distintas tarifas para consumidores iguais, porém localizados em diferentes áreas do mercado de gás natural (ANP, 2001).

6.6.3. Tarifas de Entrada-Saída

A tarifa tipo entrada-saída (*entry-exit*) é definida com base na cobrança de preços separados para a introdução de gás no sistema – preços de entrada – e para a retirada de gás do sistema de transporte – preços de saída. Assim, busca-se refletir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a sua flexibilidade de utilização. Usualmente, esse critério contém, indiretamente, um elemento de distância na determinação do quanto cada agente irá pagar^[6] (ERSE, 2004 apud Siqueira, 2022).

De acordo com Lapuerta e Moselle (2002), em um sistema de entrada-saída, o encargo total de transporte é a soma dos encargos de capacidade de entrada e de saída. Esses encargos podem variar muito entre o ponto de entrada e o ponto de saída e podem ser distribuídos de maneira a tornar os encargos totais de transporte o mais próximo possível de seus custos associados.

A principal vantagem deste tipo de tarifação é permitir o comércio e a troca de propriedade do gás dentro do sistema. Esse tipo de tarifação não só busca refletir corretamente os custos do sistema como também permite reduzir o custo de revenda de gás nesse sistema.

De acordo com Hunt (2008), a tarifa do tipo entrada-saída para o transporte de gás tem dois objetivos principais: i) recuperar os custos anuais de fornecimento de capacidade de transmissão de forma não discriminatória; ii) permitir a reserva de capacidade e o preço separado da capacidade nos pontos de entrada e saída para os usuários do sistema^[7].

Uma vantagem do tipo de tarifa entrada-saída é sua capacidade de sinalizar congestionamento em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (Hunt, 2008 e Alonso et al., 2010). Segundo Almeida e Ferraro (2013), os pontos da rede de transporte com falta de capacidade (gargalos) poderão ser remunerados com uma tarifa maior que os pontos onde existe sobra de capacidade. Dessa forma, é possível gerar incentivos locacionais para o uso e o investimento na rede de transporte de gás.

De acordo com MME (2016), a tarifação do tipo entrada-saída é capaz de lidar com as mais variadas topologias da rede de transporte, sendo aplicável tanto para redes simples com fluxos bem definidos quanto para redes complexas cujos fluxos mudam com frequência. Nessa metodologia, as tarifas são específicas para cada ponto de entrada (ponto de recebimento) e para cada ponto de saída (ponto de entrega) e não há vinculação entre as tarifas cobradas e o caminho que o gás deve percorrer entre os pontos de entrada e saída utilizados.

Segundo Siqueira (2022), uma vantagem deste método é sua transparência e simplicidade, que pode ser incrementada por meio do agrupamento de pontos de entrada (e pontos de saída) geograficamente próximos, que justifiquem uma tarifa única para cada cluster. Entretanto, a aplicação da tarifação por entrada-saída é dificultada com congestionamento físico sistemático de determinados trechos do sistema. Caso isso ocorra, a recomendação é que o trecho seja tratado como uma interconexão entre dois sistemas de entrada e saída distintos^[8].

A determinação do valor das tarifas de entrada e saída pode ser feita pelo método postal, distância ponderada pela capacidade (*Capacity Weighted Distance* - CWD), matricial ou uma combinação destes (ACER, 2013). O método adotado para determinar a tarifa dos pontos de entrada não precisa ser o mesmo adotado para os pontos de saída. Além disso, é necessário decidir a ponderação entre entrada e saída, ou seja, quanto da receita total, estabelecida no âmbito do nível tarifário, será paga pelos contratos de injeção de gás e quanto será paga pelos contratos de retirada de gás.

O Regulamento (UE) n° 460/2017 da Comissão Europeia, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, define, em seu art. 8º, a metodologia do preço de referência com base na distância ponderada pela capacidade.

A metodologia de cálculo tarifário com base na distância ponderada pela capacidade consiste na atribuição de uma parcela dos custos para cada ponto/zona de entrada ou ponto/zona de saída, considerando a distância entre cada um dos pontos, bem como a expectativa de reserva de capacidade em cada um destes locais. Ou seja, considera a distância entre a fonte de suprimento e suas saídas, considerando os volumes alocados para cada um destes pontos. Quanto mais perto do centro de carga, menor a tarifa. Desta forma, cada ponto ou zona é responsável por recuperar uma parcela da receita de acordo com o custo alocado.

De acordo com o sobredito Regulamento, os preços de referência são calculados nas seguintes etapas sucessivas (UE, 2017):

a) A distância média ponderada para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída será calculada tendo em conta as combinações de pontos de entrada e de pontos de saída, em que alguns pontos de entrada e alguns pontos de saída possam ser combinados em um cenário relevante de fluxo, de acordo com as seguintes fórmulas:

(i) para um ponto de entrada: como a soma dos produtos de capacidade em cada ponto de saída e a distância entre esse ponto de entrada e cada ponto de saída, dividida pela soma das capacidades em cada ponto de saída:

$$AD_{En} = \frac{S_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{S_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

Onde:

$S_{all\ Ex}$ é a soma da capacidade em todos os pontos de saída daquele produto;

AD_{En} é a distância média ponderada para um ponto de entrada;

CAP_{Ex} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de saída;

$D_{En,Ex}$ é a distância entre um determinado ponto de entrada e um determinado ponto de saída ^[9].

(ii) de forma similar, para um ponto de saída: como a soma dos produtos de capacidade em cada ponto de entrada e a distância até esse ponto de saída, a partir de cada ponto de entrada, dividida pela soma das capacidades em cada ponto de entrada:

$$AD_{Ex} = \frac{S_{all\ En} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{S_{all\ En} CAP_{En}}$$

Onde:

$S_{all\ En}$ é a soma da capacidade em todos os pontos de entrada daquele produto;

AD_{Ex} é a distância média ponderada para um ponto de saída;

CAP_{En} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de entrada;

$D_{En,Ex}$ é a distância entre um determinado ponto de entrada e um determinado ponto de saída.

b) A ponderação do custo para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída é calculada de acordo com as seguintes fórmulas:

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{S_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{S_{all\ En} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Onde:

$W_{c,En}$ é a ponderação do custo para um dado ponto de entrada;

$W_{c,Ex}$ é a ponderação do custo para um dado ponto de saída;

AD_{En} é a distância média ponderada para um ponto de entrada;

AD_{Ex} é a distância média ponderada para um ponto de saída;

CAP_{En} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de entrada;

CAP_{Ex} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de saída.

c) A parte das receitas dos serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de entrada e a parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de saída serão identificadas mediante a aplicação da divisão de entradas-saídas (UE, 2017);

d) A parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída será calculada de acordo com as seguintes fórmulas respectivas (UE, 2017):

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{SEn}$$

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{SEx}$$

Onde:

$W_{c,En}$ é a ponderação do custo para um dado ponto de entrada;

$W_{c,Ex}$ é a ponderação do custo para um dado ponto de saída;

R_{En} é a parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em um ponto de entrada;

R_{Ex} é a parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em um ponto de saída;

RS_{En} é a parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de entrada;

RS_{Ex} é a parte das receitas de serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de saída.

e) Os valores resultantes referidos na alínea d) devem ser divididos pela previsão de contratação de capacidade em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída, de acordo com as seguintes fórmulas:

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

Onde:

T_{En} é o preço de referência em um ponto de entrada;

T_{Ex} é o preço de referência em um ponto de saída;

CAP_{En} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de entrada;

CAP_{Ex} é a previsão de contratação de capacidade em um ponto de saída.

6.6.4. Tarifa de Curta Distância (TCD)

De acordo com ANP (2021a), mecanismos para mitigar eventuais impactos indesejados nas tarifas de transporte de gás natural devido à implementação do modelo de entrada e saída estão sendo estudados, tais como o *shorthaul*^[10], ou Tarifa de Curta Distância (TCD).

O *shorthaul* poderia ser destinado ao transporte de gás natural injetado na rede a partir de uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) ou terminal de gás natural liquefeito (GNL) localizados muito próximos dos locais que seria consumido, por exemplo, o que poderia atrair novos carregadores e, consequentemente, ampliar a oferta: seja monetizando os recursos naturais nacionais do offshore via UPGN ou garantindo flexibilidade de fornecimento por meio dos terminais de GNL.

Com a adoção de uma tarifa diferenciada para o transporte de gás natural de curta distância, cria-se o incentivo para carregadores pagarem por uma tarifa reduzida de transporte para pequenos deslocamentos, evitando investimentos fora da malha do sistema de transporte.

Tal modalidade tarifária está alinhada com os princípios da transição para um mercado concorrencial de gás da Resolução CNPE nº 3/2022, art. 3º, inciso IV, bem como na recente prática tarifária de privilegiar o fator locacional no cálculo tarifário que vem sendo adotada pela ANP.

6.6.5. Tarifas de transporte para Estocagens

A estocagem subterrânea de gás natural é um importante instrumento de flexibilidade, presente em praticamente todos os países que contam com uma indústria de gás natural com alto grau de amadurecimento. São instalações que visam a adequar a oferta, geralmente constante e proveniente de gasodutos, à demanda de gás, cujo perfil, variável, pode ser sazonal ou não seguir necessariamente um padrão pré-estabelecido. Além disso, as estocagens contribuem para otimização dos sistemas de transporte, são úteis para entrega de gás em períodos de demanda de pico ou podem simplesmente ser utilizadas com objetivos financeiros. Além disso, o fluxo de gás natural entre estocagens de gás e outras instalações ocorre geralmente é bidirecional. Portanto, quando uma estocagem está conectada a um sistema de transporte, ela não se configura somente como um ponto de entrada ou um ponto de saída (Confort, 2023).

Tais fatores levaram muitos países que contam com armazenamentos geológicos a adotar tarifas diferenciadas para serviços de transporte aplicáveis a quem utilize a estocagem. Na União Europeia, a maioria dos países adotam algum nível de desconto para a tarifa de transporte aplicável a estocagens, conforme ACER (2020), podendo chegar a 100% em algumas nações, tais como Bélgica, Dinamarca, Letônia e Portugal.

O Brasil ainda não conta com estocagens geológicas operacionais, mas o tema tem atraído a atenção do setor de gás de forma mais intensa nos últimos anos, havendo, inclusive, pleitos para autorização de projetos de estocagem em análise na ANP, órgão responsável pela outorga para o exercício desta atividade, nos termos do art. 20 da Lei nº 14.134, de 2021. Assim, a possível iminência do surgimento de uma estocagem subterrânea no Brasil implica a inclusão, no debate, de todos os elementos afetos à atividade, inclusive a previsão dos descontos para serviços de transporte providenciados por transportadores aos operadores dos armazenamentos.

6.6.6. Tarifa Incremental

Conforme definido na RANP 15/2014, a Tarifa Incremental refere-se ao valor a ser pago pelo Carregador ao Transportador pelo Serviço de Transporte, calculada com base nos custos, despesas e investimentos relacionados exclusivamente à Capacidade de Transporte resultante de ampliação da capacidade de transporte.

A tarifa incremental é aplicada em circunstâncias nas quais é preciso expandir a infraestrutura de transporte para suprir o crescimento da demanda por gás natural. Ela pode ser usada em contratos de longo prazo com grandes consumidores que exigem a garantia de fornecimento adicional de gás, permitindo que o sistema transporte mais gás sem prejudicar a operação dos contratos existentes.

De acordo com ACER (2014), capacidade incremental pode ser construída para atender demanda que exceda a capacidade disponível no sistema de transporte, sendo apropriado aplicar um teste econômico para comparação do valor dos compromissos financeiros vinculativos do usuário em relação à capacidade incremental ou nova, com os custos presumidos do investimento. Quando as receitas são iguais ou excedem uma proporção pré-determinada dos custos de investimento (conhecido como Fator F), o projeto pode ser considerado economicamente viável.

O Fator F visa tornar o processo de alocação de custos de novos investimentos em infraestrutura mais justo e eficiente. A aplicação do Fator F permite que os custos da expansão (ou seja, da construção de novos gasodutos ou do reforço da infraestrutura) sejam distribuídos de maneira proporcional aos novos consumidores ou usuários que geraram a necessidade de expansão. Isso significa que, em vez de todos os usuários do sistema arcarem com os custos adicionais, apenas aqueles que se beneficiam diretamente da expansão (por exemplo, consumidores que contratam capacidade adicional ou novos consumidores que entram no mercado) pagam por esses custos.

Em resumo, o Fator F permite que os custos de infraestrutura adicional, gerados pela necessidade de expansão, sejam adequadamente atribuídos aos consumidores que realmente vão utilizá-la, incentivando investimentos no sistema sem prejudicar a equidade tarifária. Assim, ele contribui para a sustentabilidade financeira do sistema de transporte de gás, ao mesmo tempo em que protege os consumidores de tarifas excessivas.

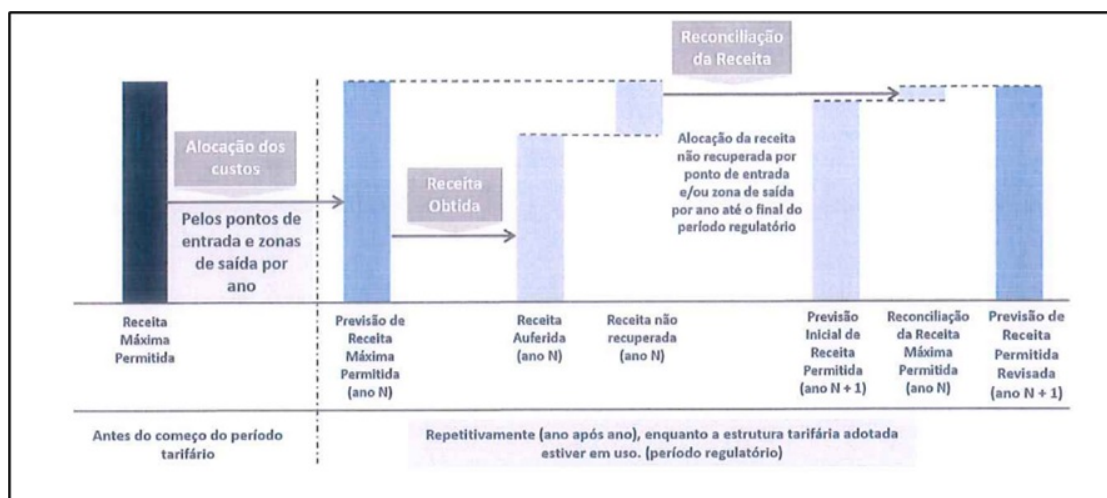
No entanto, conforme destacado no estudo da ACER (2014), existem riscos que devem ser administrados com relação a tarifa incremental, como a possibilidade de que a venda de toda a capacidade incremental oferecida não seja suficiente para passar no teste econômico. E neste caso devem ser avaliadas duas possibilidades: (i) aplicação de um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva para melhor proteger o investimento, e (ii) a quais usuários este ajuste deve ser aplicado.

6.7. Conta Regulatória

A conta regulatória registra as diferenças entre a RMP da transportadora e a receita efetivamente auferida durante o mesmo período tarifário (o ano). Quando ocorrem tais diferenças, a conta regulatória será reconciliada, ou seja, o saldo resultante é encaminhado para a receita de serviços de transporte, passando a fazer parte da RMP para o próximo período tarifário relevante.

A transportadora deve registrar todo o desvio positivo ou negativo da RMP na conta regulatória. Depois de registrar a recuperação insuficiente ou excessiva na conta regulatória, a reconciliação implica um ajuste na futura RMP. A Figura 4 descreve o processo de reconciliação da RMP.

Figura 4 – Reconciliação da Receita Máxima Permitida



Fonte: Nota Técnica ANP-SIM 13/2019, SEI nº 0322905 (ANP, 2019).

Dentre as hipóteses de recuperação insuficiente é possível mencionar eventuais rescisões contratuais por motivos imputáveis exclusivamente aos carregadores e não cobertos pelas garantias dos contratos de serviço de transporte. Já com relação às hipóteses de recuperação excessiva é possível listar: (i) a cobrança de penalidades; (ii) a cobrança de excedentes autorizados e não autorizados; (iii) a contratação dos produtos de capacidade de curto prazo; e (iv) a parte ou a totalidade dos prêmios dos leilões de capacidade, quando estes estiverem sendo utilizados para a solução de congestionamentos físicos da rede de transporte.

A receita ajustada dos serviços de transporte da transportadora torna-se, então, uma entrada para a RMP, afetando o nível das tarifas de transporte aplicáveis a períodos tarifários futuros. Ou seja, uma recuperação insuficiente aumenta as tarifas de transporte, enquanto uma recuperação excessiva as reduz.

Ressalta-se que uma eventual sub-recuperação no período t_n não implica necessariamente um aumento da tarifa de transporte imediatamente ou unicamente para o período t_{n+1} , uma vez que o período de reconciliação selecionado pode ser mais longo do que um período tarifário, distribuindo a sub-recuperação ao longo de vários períodos tarifários.

A Nota Técnica nº 13/2019-SIM, com vistas a maior estabilidade das tarifas de transporte, recomendou que o período de reconciliação seja de 2 (dois) períodos tarifários.

6.8. Repasse de Receita entre Transportadores

A realização de um mercado interno de gás natural plenamente operacional e interligado, que contribua para garantir o fornecimento de energia acessível e sustentável à economia da União, é fundamental para a concretização do objetivo de reforçar a competitividade e de assegurar a todos os consumidores a possibilidade de comprar esse energético aos melhores preços.

De acordo com as disposições do § 1º, art. 13, da Lei nº 14.134 de 2021, os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação por entrada e saída, que poderão ser contratados de forma independente. O que a Nova Lei do Gás traz é que seja constituído um sistema de transporte único e, com isso, os agentes passem a se preocupar apenas em contratar a entrada e a saída nesse sistema. Ou seja, quaisquer compradores ou vendedores que estiverem conectados a esse sistema poderão comercializar gás independente da sua localização física.

Segundo a Nova Lei do Gás, área de mercado de capacidade é a delimitação do sistema de transporte de gás natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados. Ou seja, área de mercado é o limite do sistema de transporte onde o acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada e saída ocorre mediante apenas duas contratações, uma de entrada e outra de saída.

Dado o fim da vigência dos primeiros contratos legados da TAG e da NTS, em dezembro de 2025, e a consequente valoração de suas BRAs, há espaço para que se proceda com integração das áreas de mercado de capacidade, com o gradualismo necessário, em linha com o princípio da transição para um mercado concorrencial de gás natural trazido pelo inciso IV, art. 3º, da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 3/2022.

Nesse sentido, o repasse de receitas entre transportadores de gás natural é um tópico relevante no contexto do Novo Mercado de Gás no Brasil. O parágrafo 2º, art. 13, da Nova Lei do Gás, dispõe que 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. Assim, é importante definir diretrizes específicas para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores.

7. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

A utilização de Consulta Prévia como instrumento de apoio ao processo de AIR encontra-se prevista da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021, cujo art. 2º, parágrafo único, elenca os casos em que este instrumento de participação social pode ser empregado:

"Art. 2º A participação social no processo decisório referente à regulação da ANP abrange os seguintes instrumentos:

(...)

Parágrafo único. A consulta prévia se aplica às seguintes situações:

I - em qualquer etapa da realização da Análise de Impacto Regulatório (AIR) a fim de, por exemplo, identificar o problema regulatório, mapear alternativas, identificar impactos e coletar dados;

II - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de alteração de um ato normativo vigente; ou

III - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de adotar uma ação regulatória, normativa ou não, em relação a um potencial problema regulatório." (Grifos nossos).

A SIM recomenda discussão do atual estudo. Para tanto, após a obtenção de parecer jurídico da procuradoria junto à ANP, demandará à Diretoria Colegiada que este seja submetido à Consulta Prévia pelo prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, tal como preceituado pelo art. 12, da Instrução Normativa nº 8/2021. A consulta prévia permitirá que agentes afetados se pronunciem quanto às perguntas e dúvidas que foram listadas na análise, contribuindo para qualidade do relatório de AIR com as devidas contribuições.

8. QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR

As informações obtidas no estudo prévio e organizadas nas seções anteriores, orientam a elaboração de questões formuladas para subsidiar Consulta Prévia para a coleta de contribuições para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR), em atendimento ao disposto no art. 5º, da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e no art. 6º, da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, regulamentados pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2021, que estabelecem a obrigatoriedade da realização de AIR previamente à edição de normas pelas Agências Reguladoras.

Neste sentido, com base no que foi apresentado nas seções anteriores, foram formulados diversos questionamentos relacionados com os temas identificados como essenciais para a elaboração do relatório de AIR e de uma proposta de minuta de resolução.

Os blocos de questionamentos formulados a seguir farão parte de um formulário eletrônico a ser disponibilizado no sítio eletrônico da ANP na internet para o recebimento de comentários e sugestões durante o prazo da Consulta Prévia de 45 (quarenta e cinco) dias, observado o disposto no art. 12, da Instrução Normativa ANP nº 8/2021.

As questões formuladas estão organizadas em 8 temas:

- (1) Investimentos;
- (2) Base Regulatória de Ativos;
- (3) Regulação por Incentivo;
- (4) Receita Máxima Permitida - RMP;
- (5) Tarifas de Transporte;
- (6) Conta Regulatória;
- (7) Repasse de Receita entre Transportadores; e
- (8) Outros Temas

8.1. Investimentos

As questões relacionadas a Investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural e instalações acessórias visam obter da sociedade a percepção quanto a referência de metodologia de avaliação de grau de incerteza das estimativas de custos e quanto a classificação de despesas para alocação na BRA e determinação da RMP.

Questão 1 - A Prática Recomendada AACE 97R-18 da *Association for the Advancement of Cost Engineering* (AACE), intitulada “*Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Pipeline Transportation Infrastructure Industries*”, deve ser acolhida em novo regulamento como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos? Justifique.

- a) Sim
- b) Não

Questão 2 - A tipologia Sustaining CAPEX deve ser incorporada ao conjunto de elementos que compõem a rubrica CAPEX da proposta tarifária? Justifique.

- a) Sim
- b) Não

Questão 3 - Itens como programas de inspeção com *pigs* instrumentados (inclusive escavação e recomposição da faixa para correlação de falhas indicadas em relatório) ou manutenção de obras geotécnicas devem ser considerados como elementos que agregam melhoria aos ativos e consequentemente devem ser incorporados a BRA? Justifique.

- a) Sim
- b) Não

8.2. Base Regulatória de Ativos BRA

A questão relativa ao tema Base Regulatória de Ativos tem foco na metodologia de valoração da BRA.

Questão 4 - Qual metodologia utilizar na valoração da BRA? Justifique.

- a) Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a depreciação;
- b) Custo de Reposição Novo (CRN);
- c) Custo de Substituição Otimizado Depreciado (Depreciated Optimized Replacement Cost – DORC);
- d) Valor Residual acordado entre as partes (caso dos Contratos Legados);
- e) Valor Residual do fim do ciclo regulatório anterior (para investimentos que já compõem a BRA);
- f) Outros (citar)

8.3. Regulação por Incentivo

Em relação ao tema Regulação por Incentivo as questões visam obter percepções sobre este mecanismo de regulação baseado em performance.

Questão 5 - Você considera pertinente a aplicação de sistemas de incentivos?

- a) Sim
- b) Não

Questão 6 - Quais parâmetros de qualidade devem ser adotados em uma regulação por incentivo? Justifique.

Questão 7 - Em quais condições caberia conceder prêmio de receita para os transportadores? Marque todas que considera aplicáveis. Justifique.

- a) que objetivam a integração do mercado de gás natural
- b) que liguem novas áreas de oferta de gás
- c) que liguem instalações que confiram flexibilidade ao sistema de transporte
- d) que incentivem a movimentação de biogás no sistema de transporte
- e) Outros (citar)

Questão 8 - Em quais situações deveria ser utilizada a depreciação acelerada? Justifique.

8.4. Receita Máxima Permitida - RMP

Quanto ao tema Receita Máxima Permitida, a questão se concentra em obter contribuição sobre critério para recuperação de parte da RMP via produtos de curto prazo.

Questão 9 - Dado que o transportador deverá recuperar uma parte de sua RMP via produtos de capacidade firme de curto prazo (diário, mensal e trimestral), na sua opinião, como deve ser calculado o percentual da receita que deverá vir desses produtos? Justifique.

- a) Pela média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária
- b) Pela média dos últimos 24 meses anteriores à submissão da proposta tarifária
- c) Por meio da previsão do transportador
- d) Conforme meta determinada pela ANP (regulação por incentivo)
- e) Outras formas de cálculo (citar)

8.5. Tarifas de Transporte

As questões propostas para o Tema Tarifas de Transporte contemplam aspectos relativos a descontos para serviços a instalações de estocagem de gás natural e transporte interruptível, revisão extraordinária de tarifas, multiplicadores para produtos de curto prazo, tarifas específicas para curtas distâncias e tarifação diferenciada para térmicas.

Questão 10 - Qual desconto é considerado razoável para as tarifas em pontos de entrada/saída a partir de/para as instalações de estocagem de gás natural? Justifique.

- a) nenhum desconto;
- b) 50%;
- c) 75%;
- d) 85%;
- e) 90%;
- f) 95%;
- g) 100%;
- h) Outros (citar).

Questão 11 - Quais elementos, na sua visão, ensejariam uma revisão extraordinária das tarifas de transporte?

Questão 12 – Dada a aplicação de um desconto ex-ante para a prestação do serviço de transporte interruptível, qual deveria ser a metodologia utilizada no cômputo da probabilidade de atendimento?

a) A atualmente utilizada pelos transportadores, a qual é calculada com base nos seguintes parâmetros: (i) Média aritmética das quantidades diárias nominadas no mês de faturamento em questão; e (ii) Série histórica das quantidades de gás efetivamente movimentadas em um período de 12 (doze) meses, anterior à data de assinatura do contrato. Vide fórmula da Probabilidade de Atendimento a seguir:

$$P(A) = [n(A) / n(\Omega)] * 100\%$$

P(A)	é a PROBABILIDADE DE ATENDIMENTO, ou seja, é a probabilidade da ocorrência de capacidade ociosa suficiente para atender à média das QUANTIDADES DIÁRIAS NOMINADAS;
n(A)	é o número de casos favoráveis ou que interessam (número de dias na série histórica em que a capacidade ociosa é igual ou maior que a média aritmética das QUANTIDADES DIÁRIAS NOMINADAS pelo CARREGADOR no mês em questão)
n(Ω)	é o número total de casos possíveis (número total de dias da série histórica das quantidades ociosas de um período de 365 dias anteriores à data da assinatura do contrato).

b) Outra (citar)

Questão 13 – Dado que a ANP definirá os multiplicadores para a prestação dos serviços de curto prazo (diário, mensal e trimestral) no início de cada ciclo regulatório, quais deveriam ser esses números?

- a) Manter os atuais (diário: 1,61; mensal 1,48; trimestral 1,23)
- b) Outros (citar)

Questão 14 – A ANP deveria autorizar a utilização de uma tarificação de curta distância? Em quais situações específicas? Dado que a definição de uma tarificação de curta distância tem impacto na tarifa paga pelos demais carregadores, qual deveria ser a modelagem desse tipo de tarificação?

Questão 15 – Dado que a definição de uma tarificação diferenciada para as usinas termelétricas conectadas às redes de transporte de gás natural tem impacto na tarifa paga pelos demais carregadores, se adotada pela ANP, qual deveria ser a metodologia desse tipo de tarificação?

Questão 16 - Considerados os riscos associados ao incremento de capacidade para demanda específica, deve ser previsto em regulamento a aplicação de um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva para melhor proteger o investimento associado a tarifa incremental? Justifique.

- a) Sim
- b) Não

Questão 17 - Considerando a possibilidade de aplicação de ajuste tarifário visando a proteção do investimento associado a tarifa incremental, a quais usuários este ajuste deve ser aplicado? Justifique.

- a) De forma equitativa a todos os usuários do sistema de transporte.
- b) Aos usuários do sistema de transporte que motivaram o investimento que gerou o incremento de capacidade.
- c) A todos os futuros usuários do sistema de transporte após o investimento (excluindo os usuários que já tinham contrato antes do aumento de capacidade.

8.6. Conta Regulatória

Sobre o Tema conta regulatória, a questão proposta aborda critérios de prioridade para utilização de saldo pelo Transportador.

Questão 18 - Qual deve ser a priorização na utilização do saldo da conta regulatória?

- a) Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+2;
- b) Custeio em investimentos a serem realizados, independentemente de seu objetivo;
- c) Em desgargamentos das infraestruturas de transporte;
- d) Outros (citar)

8.7. Repasse de Receita entre Transportadores

Para o Tema Repasse de Receita entre Transportadores, as questões propostas visam colher as percepções sobre os fluxos financeiros entre os transportadores no cenário de sistema integrado.

Questão 19 - Quais diretrizes você julga importantes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores?

Questão 20 - O repasse de receitas entre transportadores poderá incluir a transferência de saldos nas contas regulatórias de cada um dos transportadores? Justifique.

- a) Sim
- b) Não

Questão 21 - Identifique questões tributárias afetas ao repasse de receita entre transportadores.

8.8. Outros Temas

Compreende-se que o tema Tarifas de Transporte de Gás Natural envolve um conjunto relevante de aspectos que podem não ter sido abordados na presente Nota Técnica. Dessa forma, encoraja-se que os leitores proponham temas a serem incluídos no debate. A questão proposta oferece a oportunidade de questionamentos adicionais que podem ser relevantes para o desenvolvimento da regulamentação.

Questão 22 – Há questões, aspectos ou informações adicionais que julgue pertinente e gostaria de abordar nesta consulta prévia?

A consulta pública prévia desta Nota Técnica, ora recomendada pela SIM, permitirá que agentes afetados se pronunciem quanto às perguntas e questões que foram listadas, contribuindo para qualidade do relatório de AIR.

Não obstante, a Nota Técnica apresentada tem como objetivo posicionar a Diretoria Colegiada sobre o tema, apoiando o processo decisório da Agência, e permitir a contribuição da sociedade sobre um conjunto de temas já identificados como relevantes para o aprimoramento regulação setorial, sem a pretensão de esgotar uma discussão mais ampla nas fases seguintes do rito regulatório.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta Nota Técnica pretende fundamentar a consulta prévia a ser realizada pela ANP com o objetivo de coletar subsídios e contribuições junto à sociedade de forma a embasar a futura Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que estabelecerá os critérios para o cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifas de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte, nos termos do art. 9º, da Lei nº 14.134/2021.

Além disso, em virtude dos desinvestimentos da Petrobras no segmento de gás, ações antes exercidas pela incumbente ^[11], tal como o balanceamento, passaram a ser de responsabilidade de transportadores e carregadores. Dessa forma, a revisão da Resolução ANP nº 15/2014 buscará, de certa forma, atualizar os ditames dessa norma à nova realidade do setor de gás natural do Brasil, conferindo maior previsibilidade para os agentes envolvidos na atividade.

Um passo importante na consecução destes objetivos é aumentar a transparência das estruturas tarifárias do transporte e dos procedimentos para a sua criação. Dessa forma, é necessário estabelecer os requisitos para publicar as informações relacionadas com a determinação das receitas dos transportadores e com o cálculo das tarifas. Estes requisitos deverão permitir aos utilizadores do sistema de transporte dutoviário de gás natural compreender melhor as tarifas estabelecidas para serviços de transporte, bem como a forma como essas tarifas são estabelecidas e podem mudar.

Por fim, a presente Nota Técnica propõe questões a serem postas para a sociedade de forma que possam ajudar a ANP a nortear as próximas etapas do processo de regulamentação dos temas identificados como essenciais para a elaboração do relatório de AIR e de uma proposta de minuta de resolução que venha substituir a RANP nº 15/2014.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Indústria Brasileira de Gás Natural: regulação atual e desafios futuros**. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Brasil 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Cálculo da tarifa de transporte dutoviário de gás natural: critérios aplicáveis e proposta de política de preços**. Nota Técnica ANP nº 015/2010-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Brasil, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013**. Regulamenta a autorização para a prática da atividade de carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União. Diário Oficial da União de 27 de dezembro de 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014**. 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. Diário Oficial da União de 17 de março de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015**. Estabelece 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. Diário Oficial da União de 3 de dezembro de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016**. Regulamenta a oferta de Serviços de Transporte pelos Transportadores; a Cessão de Capacidade Contratada sob a modalidade firme; a Troca Operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos Contratos de Serviço de Transporte de gás natural; a promoção dos processos de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural; o Processo de Chamada Pública para estimar a demanda efetiva por Serviços de Transporte de gás natural e contratar capacidade; e o Processo de Oferta e Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural. Diário Oficial da União de 18 de março de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Parcela do preço referente ao transporte prevista no contrato de compra e venda de gás natural para fins de registro do contrato na ANP: cronograma de aplicação de metodologias de cálculo para alocação de custo de transporte**. Nota Técnica nº 011/2016-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Brasil, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Receita Máxima Permitida e Tarifas de Transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme da Chamada Pública do gasoduto Bolívia-Brasil**. Nota Técnica nº 13/2019-SIM, SEI nº 0322905. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP. Brasil, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021. Disciplina os instrumentos de participação social no processo decisório referente à regulação da ANP. Diário Oficial da União de 19 de agosto de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Tarifas de Transporte do Serviço Extraordinário da TAG e da NTS para 2022**. Nota Técnica nº10/2021, Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. Brasil, 2021

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Agenda Regulatória ANP 2022-2023; Relatório Consolidado 1º Semestre 2024**. Brasil, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2022-2023-5.pdf>>. Acesso em: 6 jan. 2025.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS - ACER. **Tariff Methodologies: Examples. Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas**. Julho, 2013.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS - ACER. **Assessment of Policy Options Justification document for Framework Guidelines on rules regarding Harmonised Transmission Tariff structures (Ref.: ACER-JD-2014-G01)**. Eslovênia, 31 de março de 2014. Disponível em: <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Documents/Justification%20document%20Policy%20>. Acesso em: 7 jan. 2025.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS - ACER. **The Internal Gas Market in Europe: The Role of Transmission Tariffs**. 2020

ALONSO, A., OLMOS, L. & SERRANO, M. **Application of an entry-exit tariff model to the gas transport system in Spain**. Energy Policy, 38, 5133-5140. 2010.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. “Lei do Petróleo”**. ‘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’. Diário Oficial da União de 7 de agosto de 1997.

BRASIL. **Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010**. Regulamenta os Capítulos I a VI 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. Diário Oficial da União de 3 de dezembro de 2010.

BRASIL. **Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2016**. Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI 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, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Diário Oficial da União de 18 de dezembro de 2018.

BRASIL. **Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019**. 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. Diário Oficial da União de 26 de junho de 2019.

BRASIL. **Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019**. Institui a Declaração de Direitos de Liberdade Econômica; estabelece garantias de livre mercado; altera as Leis nos 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (Código Civil), 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 11.598, de 3 de dezembro de 2007, 12.682, de 9 de julho de 2012, 6.015, de 31 de dezembro de 1973, 10.522, de 19 de julho de 2002, 8.934, de 18 de novembro 1994, o Decreto-Lei nº 9.760, de 5 de setembro de 1946 e a Consolidação das Leis do Trabalho, aprovada pelo Decreto-Lei nº 5.452, de 1º de maio de 1943; revoga a Lei Delegada nº 4, de 26 de setembro de 1962, a Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008, e dispositivos do Decreto-Lei nº 73, de 21 de novembro de 1966; e dá outras providências. Diário Oficial da União de 20 de setembro de 2019.

BRASIL. **Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. “Nova Lei do Gás”**. 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’, dentre outras providências. Diário Oficial da União de 9 de março de 2021.

Brasil. **Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2021**. Regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Diário Oficial da União, de 1º de julho de 2020.

BRASIL. **Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021**. Regulamenta a 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, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Diário Oficial da União de 4 de junho de 2021.

BRASIL. **Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024**. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a 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, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Diário Oficial da União de 27 de agosto de 2024.

BORDALLO, M. **Tarificação do Segmento de Transporte de Gás Natural no Brasil: Análise de uma Simulação**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/4516/1/Mirella%20Bordallo%20-%20115061355%20-%202017.2.pdf>>. Acesso em: 7 jan. 2025.

CARRARA, B. e TUROLLA, F. (2013). **Modelos de Regulação Tarifária e a Lei 11.445/2007: as alternativas possíveis**. In: GALVÃO Jr., A. C.; MELO, A. J. M.; e MONTEIRO, M. A. P. Regulação do Saneamento Básico. São Paulo: Ed. Manole, 2013.

COMITÊ DE MONITORAMENTO DA ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL - CMGN. **Manual Orientativo de Boas Práticas do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural**. Brasil, 2021. Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/manual-de-boas-praticas-regulatorias_final.pdf. Acesso: 2 set. 2024.

CONFORT, M.J.F. (2023). **Estocagem Geológica, o Último Elo da Cadeia de Gás Natural no Brasil: Técnica & Regulação**. 1 ed. Dialética. São Paulo, 2023. 336 p. ISBN:978-652529684-5.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022**. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências. Diário Oficial da União de 3 de maio de 2022.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023**. Institui o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregos para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. Diário Oficial da União de 17 de maio de 2023.

ERRA Tariff and Pricing Committee. **Determination of the Regulatory Asset Base after Revaluation of License Holder's Assets**. Chart of Accounts. Outubro, 2009.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE. **Estrutura Tarifária no Ano Gás 2021-2022**. Junho, 2021.

FERNANDES, Eliana dos Santos Lima. **Mecanismos de regulação tarifária na indústria de gás natural: o caso do gasoduto Brasil-Bolívia**. 2000. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000. Acesso em: 06 jan. 2025.

FREITAS, K. R. V., **Definição tarifária como instrumento regulatório: precificação do transporte dutoviário de gás natural no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

HUNT P., **Entry-Exit Transmission Pricing with Notional Hubs: Can it Deliver a Pan-European Wholesale Market in Gas?**, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008.

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.

LAPUERTA, C.; MOSELLE, B. *Convergence of Non-discriminatory tariff and Congestion Management Systems in the European gas sector*. Londres: The Brattle Group, 2002.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Gás para Crescer*. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/gas-para-crescer>. Brasil, outubro de 2016.

MUELLER, B. P. M. *Instituições Regulatórias*. Departamento de Economia da Universidade de Brasília. Brasília: UNB, 1998.

PINTO, R. P., *Tarifação na Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil: evolução e perspectivas*. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

SIQUEIRA, K. A. *Tarifação por Entrada e Saída no Transporte de Gás Natural do Brasil: panorama, desafios e oportunidades*. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal Fluminense – PPGE-UFF, Niterói, 2022.

UNIÃO EUROPEIA. **Regulamento (UE) 2017/460** que estabelece um Código de rede relativo a estruturas harmonizadas para o transporte de gás. *Official Journal of the European Union*, L 72/29, 2017.

[11] O livre fluxo de gás natural no sistema de transporte pode ter de ser limitado, por restrições logísticas, ou gargalos, na infraestrutura de transporte.

[2] Desde 2015 até 2022, a empresa assumiu um novo direcionamento estratégico com o objetivo de reestabelecer seu equilíbrio financeiro e focar seus esforços no desenvolvimento dos recursos do Pré-Sal. Dessa forma, a Petrobras desenhou um amplo plano de desinvestimentos e incluiu diversos ativos da cadeia de gás, principalmente no transporte e distribuição.

[3] Dado que, quanto maior a distância percorrida pelo gás, maior é o custo, os consumidores de gás natural situados próximos aos centros de produção, por exemplo, subsidiam o consumo daqueles que estão mais distantes, no que diz respeito à parcela dos custos da infraestrutura de transporte.

[4] A gradualidade na implementação da tarifação por entradas e saídas decorre da coexistência de contratos legados que, em regra, utilizam a tarifação postal, e dos novos contratos, que já utilizam a tarifação de entradas e saídas.

[5] Nos termos do inciso XV, art. 3º, da Lei nº 14.134/2021, de 08/04/2021, consumidor livre é o consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realize a atividade de comercialização de gás natural.

[6] Teoricamente, poderia ter uma tarifação por entrada-saída que fosse totalmente postal, desde que os custos fossem divididos de forma que todos pagassem o mesmo valor.

[7] Ressalta-se que o sistema tarifário tem dois aspectos: o tipo da tarifa e o tipo da capacidade. A escolha entre o tipo de tarifa e o tipo de capacidade é independente e os critérios de definição são distintos. No caso do tipo de tarifa, o principal objetivo é refletir os custos, já o tipo de capacidade está relacionado com a flexibilidade do usuário da rede. Para mais informações, ver Lapuerta e Moselle (2002).

[8] Se envolver mais de um transportador, é provável que algum tipo de compensação entre transportadores seja necessária. Essa é uma questão a ser analisada no caso prático brasileiro, uma vez que o sistema interligado de transporte é dividido entre TBG, NTS e TAG. Tais compensações podem ser disciplinadas nos Códigos Comuns de Rede (Network Codes), tal como ocorre na experiência internacional (por exemplo, na Alemanha).

[9] A distância mais curta das rotas do gasoduto entre um ponto de entrada e um ponto de saída, caso seja possível combinar pontos de entrada e pontos de saída em um cenário relevante de fluxo.

[10] Shorthaul: transporte de gás natural de um ponto de entrada para um ponto de saída muito próximo, com uma tarifa inferior à soma das tarifas regulares de transporte para esses pontos. Em algumas publicações, esse serviço é também conhecido como wheeling.

[11] A Petrobras vendeu sua participação na Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS e na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, mantendo-se como controladora apenas na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG.

GUILHERME DE BIASI CORDEIRO

Coordenador de Acesso ao Transporte de Gás Natural

KARINE ALVES DE SIQUEIRA

Especialista em Regulação

MARCIO BEZERRA DE ASSUMPÇÃO

Especialista em Regulação

MARIO JORGE FIGUEIRA CONFORT

Assessor de Superintendência

TATIANA PARANHOS CERQUEIRA DE MACAU

Coordenadora de Exercício da Atividade e Investimentos

De acordo:

PATRICIA HUGUENIN BARAN

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação



Documento assinado eletronicamente por **MARCIO BEZERRA DE ASSUMPÇÃO**, Especialista em Regulação, em 08/01/2025, às 18:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **TATIANA PARANHOS CERQUEIRA DE MACAU**, Coordenadora de Exercício da Atividade e Investimentos, em 08/01/2025, às 18:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIO JORGE FIGUEIRA CONFORT**, Assessor de Superintendência, em 08/01/2025, às 18:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **KARINE ALVES DE SIQUEIRA**, Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural, em 09/01/2025, às 12:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **PATRICIA HUGUENIN BARAN**, Superintendente de Infraestrutura e Movimentação, em 09/01/2025, às 15:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME DE BIASI CORDEIRO**, Coordenador de Acesso a Transporte, em 30/01/2025, às 11:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4623355** e o código CRC **16B33BF4**.