



Contribuição do Grupo de Energia e Regulação (GENER) à
CONSULTA PÚBLICA – “ABERTURA DO MERCADO
DE GÁS NO ESTADO DO AMAZONAS”

Rio de Janeiro

Maio de 2020

Grupo de Energia e Regulação – GENER é formado pelos seguintes profissionais:

- **Prof. Luciano Losekann** – Faculdade de Economia – Universidade Federal Fluminense – UFF; Brasileiro, CPF: 047.660337-44; Residente na Rua Barão de Lucena, 115-1606. Botafogo, CEP: 22260-020, Rio de Janeiro
- **Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida** – Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ e Instituto de Energia – PUC – Rio; Brasileiro, CPF – 568.-76.356-72; Residente na Rua Manoel Niobei, 64, Urca – Rio de Janeiro.
- **Profa. Niagara Rodrigues** – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro – UFRRJ; Brasileira; CPF: 020.938.835-89, Residente na Rua Muniz Barreto, 701, apto 303, Botafogo, Rio de Janeiro
- **Profa. Mirella Bordallo**, Brasileira, CPF; 116.184.297-79, Residente na rua General Cristovão Barcellos, 121-302A, Laranjeiras, CEP - 22245-110Rio de Janeiro

Essa é a contribuição do Grupo de Energia e Regulação (GENER) para a Consulta Pública “Abertura do Mercado de Gás no Estado do Amazonas”. Consideramos que o projeto de lei 153/2020 da ALEAM contém avanços importantes para promover a eficiência na atividade de distribuição de gás natural no Estado do Amazonas, estando em linha com iniciativas federais e estaduais.

Nossa contribuição trata dos seguintes temas do projeto de lei: regime tarifário e método de implantação, determinação da taxa de remuneração e tarifa específica para ramais dedicados. A contribuição ilustra o último aspecto com as experiências de São Paulo e Rio de Janeiro.

As recomendações principais do GENER são:

- i. Adoção de regime tarifário de preço teto combinado a técnicas de regulação por comparação (*benchmarking*);
- ii. Implantação de sistemática de revisões periódicas (quinquenais), reajustes anuais e revisões extraordinárias, promovendo incentivos efetivos para a eficiência da empresa regulada;
- iii. Adoção de metodologia de Custo Ponderado do Capital (WACC, pelo acrônimo em inglês) utilizando como técnica os Modelos de Precificação de Ativos de Capital (CAPM, em inglês) para o cálculo da taxa de remuneração a cada revisão periódica;
- iv. Estabelecimento de método para identificar os custos de comercialização, que não devem ser incorridos por consumidores livres;
- v. Estabelecimento do conceito de Ramal Dedicado e de tratamento tarifário específico para os clientes atendidos dessa forma; e
- vi. Adoção de metodologia de cálculo de Tarifa Específica do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que estabeleça as diretrizes para refletir as especificidades de custo.

A equipe do GENER tem experiência na assessoria e formação em regulação tarifária. Destaca-se a assessoria à TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil) para a proposição de tarifa de transporte de gás natural para fins da chamada pública e a assessoria à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agenera) na quarta revisão tarifária de distribuição de gás da CEG e CEG Rio. A equipe também realizou curso de formação em regulação tarifária para a Agenera.

1. Regime Tarifário

Em seu artigo 46, o projeto de lei 153/2020 da ALEAM indica três possibilidades de regime tarifário: *price cap*, *revenue cap* e custo de serviço. O segundo parágrafo indica que “O regime tarifário a ser adotado será aquele que melhor atenda às necessidades do serviço, considerando o estímulo à eficiência e ao investimento”.

A escolha de regime tarifário adequado é uma condição crucial para o resultado do processo regulatório. A literatura especializada aponta que os regimes incentivados de regulação, como *price cap* e *revenue cap*, oferecem maiores estímulos à eficiência. Nesses regimes, as concessionárias capturam parcial e temporariamente os resultados de ganhos de eficiência. No caso de teto de receita ou preço, ao reduzir custos a concessionária é capaz de obter taxa de remuneração superior à regulada. Esses regimes são baseados em revisões tarifárias espaçadas no tempo (usualmente, em ciclos de 4 ou 5 anos) e reajustes anuais das tarifas acompanhando a inflação. Os fatores de eficiência (Fator X) deduzidos dos índices de inflação partilham os ganhos previstos durante os ciclos e intensificam os incentivos à eficiência. Ao longo do ciclo tarifário (quinquênio ou quadriênio), a taxa de remuneração da concessionária tende a não coincidir com a taxa de remuneração regulada estabelecida no momento da revisão. Empresas eficientes devem obter taxa de remuneração superior à regulada, ao passo que a taxa de remuneração de empresas ineficientes deve ser menor. Esse resultado é semelhante ao de um mercado competitivo. Na ocasião da revisão, as tarifas são recalculadas de modo a reestabelecer o equilíbrio do contrato e a taxa de remuneração da concessionária volta ao nível regulado. Entre os dois regimes incentivados mencionados, o regime de preço teto é mais recomendado em situações em que quantidade demandada é crescente (STOFT, 1995)¹, como é caso do segmento de distribuição de gás natural no Brasil.

O regime de custo de serviço privilegia a justiça do contrato e é baseado na preservação da taxa de remuneração da concessionária, evitando ganhos extraordinários da empresa ou de consumidores. Segundo VISCUSI et al. (2005)², apesar de proteger a remuneração e o equilíbrio entre concessionária e consumidores, o regime de custo do serviço fornece poucos incentivos à maior produtividade e eficiência. Ao oferecer remuneração garantida, o regime de custo de serviço não é indutivo à eficiência em termos de custo. Como as

¹ Stoft, S. (1995). Revenue caps vs. price caps: implications for DSM. LBL Report.

² VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. (2005) “Economics of Regulation and Antitrust”, 4th Edition, MIT Press.

concessionárias não se apropriam dos resultados de técnicas mais eficientes, não se esforçam para adotá-las. Por outro lado, a remuneração garantida pode oferecer um ambiente mais favorável a investimentos.

Os regimes de regulação incentivada se difundiram fortemente pelo mundo no final do século passado e regime de preço teto se consolidou como um padrão para a regulação de serviços públicos nas reformas do período. A experiência de sucesso do Reino Unido, em sua formulação RPI – X³, fomentou essa trajetória.

Mais recentemente, esquemas de regulação por comparação, com técnicas de benchmarking, menu de incentivos e a incorporação de outros objetivos na regulação tarifária (regulação por resultados) se tornaram mais comuns. Em muitos países, essas tendências foram incorporadas em regimes de preço teto. Em algumas experiências, esquemas mais inovativos foram adotados. Esse foi o caso como do RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), o regime baseado em resultado adotado na regulação da distribuição e do transporte de gás natural e eletricidade no Reino Unido em substituição ao RPI – X.

A boa prática regulatória aponta que o regime de preço teto é mais recomendado para promover a eficiência econômica. Quando combinado a mecanismos de comparação, pode promover a boa qualidade dos serviços e induzir investimentos adequados.

O projeto de lei 153/2020 da ALEAM prevê a realização de revisões quadrienais, quando as tarifas serão redefinidas segundo a apuração dos custos da concessionária, incluindo a remuneração do capital (artigo 49). Na experiência regulatória, são mais comuns intervalos regulatórios de 5 anos. Esse é o prazo utilizado pela ANEEL e reguladores estaduais de gás natural, como Agenesra e a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do estado de São Paulo (Arsesp).

O projeto não define a periodicidade dos reajustes (artigo 48), condicionando ao prazo que a lei federal permitir. A boa prática regulatória indica que reajustes anuais são adequados para manter o poder de compra das tarifas.

A sistemática de revisões periódicas e reajustes prevista no projeto de lei é compatível com a adoção de regime de regulação incentivada.

³ Índice de Preços no Varejo (*Retail Price Index*) menos X, o fator previsto de eficiência, era a fórmula de reajuste anual das tarifas no Reino Unido.

No entanto, o parágrafo único do artigo 58 impossibilita a obtenção de taxa de remuneração superior a regulada pela concessionária:

“Parágrafo Único. Caso seja verificada pelo órgão regulador uma remuneração do capital investido superior à prevista inicialmente em nota técnica que determinou o valor tarifário aplicável, deverá o órgão regulador proceder com a redução das tarifas seguintes, como forma de refletir a justa remuneração à concessionária, resguardado o interesse público.”

Essa determinação é incompatível com regimes de regulação incentivada. Conforme já foi exposto, o incentivo a eficiência de empresas reguladas decorre da possibilidade de a empresa obter, ainda que parcial e temporariamente, remuneração superior ao cortar custos ou ampliar vendas. Esse parágrafo faz sentido apenas em um regime de custo dos serviços. Aqui cabe salientar, que o momento em que o regulador deveria checar a taxa de remuneração da concessionária é na revisão tarifária (quinquenal) ou em eventual revisão extraordinária.

Como a recomendação já apontada nessa contribuição é a adoção de regime tarifário de preço teto (*price cap*), sugerimos a supressão do parágrafo único do artigo 58 do projeto de lei. Em nossa percepção, o que resguarda o interesse público ao longo do tempo é o incentivo à adoção de práticas mais eficientes que acarretem redução dos custos e em trajetória de longo prazo de redução de tarifas.

2. Taxa de Remuneração do Capital

O projeto de lei 153/2020 da ALEAM menciona a possibilidade de redução consensual da taxa de remuneração prevista em contrato e não define a metodologia e os parâmetros de cálculo da taxa de remuneração do capital.

No parágrafo III do artigo 44, o projeto de lei determina que: *“III - assegure taxa de remuneração do capital investido conforme definido no contrato de concessão salvo redução consensual entre o poder concedente e a concessionária;”*. Em seu Art. 49 da seção IV referente as revisões tarifárias, determina que as tarifas serão revisadas a cada quatro anos, com base nos custos de serviços e nos investimentos realizados, incluída a remuneração do capital.

A determinação e revisão da taxa de remuneração da base regulatória de ativos é crucial no processo de revisão tarifária na regulação incentivada. A taxa deve ser ao mesmo

tempo justa para a concessionária, traduzindo o custo de oportunidade do capital e os riscos inerentes à atividade, e para os consumidores, sem onerá-los acima do que seria razoável para manter o interesse na concessão e para realizar a expansão necessária.

Sugerimos que o projeto de lei deva estabelecer que o contrato de concessão defina a metodologia de cálculo da taxa de remuneração, mas não o valor da taxa. O cálculo deveria ocorrer no momento da revisão quadrienal, refletindo os parâmetros atualizados de custo do capital do empreendedor.

A metodologia mais utilizada no Brasil para o cálculo da taxa de remuneração do capital nas empresas reguladas é o Custo Médio Ponderado do Capital - WACC. Esta metodologia busca estimar o custo de oportunidade do capital; ou seja, uma taxa de remuneração compatível as condições de risco da atividade. A taxa de remuneração do capital é estimada através de uma média ponderada entre o custo do capital próprio (custo do *equity*) e custo da dívida, considerando uma hipótese de estrutura de capital, conforme a fórmula abaixo:

$$WACC = r_e * \frac{E}{E+D} + r_d * \frac{D}{E+D} * (1 - T) \quad (1)$$

onde,

WACC = custo médio ponderado de capital (taxa de retorno)

r_e = custo de capital próprio

r_d =custo do capital de terceiros

E =capital próprio

D =capital de terceiros ou dívida

T =alíquota tributária marginal efetiva

O custo médio de capital pondera o custo de capital próprio e de terceiros pelo peso relativo de cada um na estrutura de capital da empresa. Para níveis aceitáveis de endividamento, o custo de capital de terceiros tende a ser menor em comparação com o custo de oportunidade do capital próprio, tendo em vista, inclusive, as vantagens tributárias decorrentes da utilização de dívida para alavancagem financeira, já que o serviço da dívida (juros) pode ser deduzido dos lucros no resultado financeiro.

Para determinação do WACC, é necessário determinar a estrutura de capital, os custos de capital próprio e de terceiros e as alíquotas dos impostos aplicáveis. Para estimação do custo de cada fonte de capital, próprio e de terceiros, recomenda-se em geral o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (Capital Asset Pricing Model – CAPM). O CAPM é a metodologia mais difundida para estimação do custo de oportunidade do capital, sendo corriqueiramente utilizado tanto no setor financeiro, quanto por reguladores setoriais de diversos países, incluindo América Latina e União Europeia (ANP, 2006; ANEEL, 2015; EU, 2015)⁴.

Países em desenvolvimento não apresentam, em geral, mercado de capitais maduros, comprometendo a aplicação do modelo CAPM. Nesse contexto, os índices de mercado não são suficientemente abrangentes e representativos, demandando ajustes ao modelo CAPM. É prática regulatória comum a utilização, nesses casos, do CAPM adaptado para países emergentes (*Country Spread Model*), considerando um mercado de referência maduro (em geral, o mercado norte-americano) e incorporando o prêmio de risco-país ao cálculo da taxa de remuneração requerida.

3. Tarifa específica para Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores

A Lei do gás, n. 11.909 de 2009, introduziu importantes inovações regulatórias quanto aos tipos de usuários da rede de distribuição de gás. Esta lei introduziu as figuras do Consumidor Livre, Autoprodutor e Auto-importador de gás natural. De acordo com as definições desses agentes na lei supracitada, fica claro que a principal diferença entre os novos agentes é o fato de o Consumidor Livre adquirir o gás natural da distribuidora local ou de outro fornecedor habilitado, enquanto as figuras do Auto-importador e Autoprodutor consomem seu próprio gás.

A partir do exposto acima depreende-se que no caso do Autoprodutor e Auto-importador não existe relação econômica com a distribuidora no que tange a comercialização do gás. Neste caso, a relação refere-se apenas à prestação de um serviço de movimentação do gás

⁴ ANP (2006). “Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável a atividade de transporte de gás natural no Brasil”. Nota Técnica nº 027/2006-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural; ANEEL (2015). Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL; e EU – European Commission (2015). “Study on tariff design for distribution systems”.

de propriedade dos próprios agentes. O mesmo se aplica aos consumidores livres, quando estes compram o gás de outros fornecedores e não da distribuidora. Nestes casos, é necessário estabelecer uma tarifa que reflita a mudança do escopo dos serviços de distribuição, que deixam de incluir a comercialização do gás por parte da distribuidora.

Além de não incluir a comercialização, é comum no caso de grandes consumidores de gás (Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres), a utilização de ramais dedicados para seu suprimento. O grande volume demandado por estes consumidores faz com que a conexão direta aos gasodutos de transporte, UPGNs ou Terminais de GNL seja mais viável do ponto de vista técnico e econômico. Em muitos casos estes ramais dedicados são financiados diretamente pelo consumidor.

A lei 11.909 reconheceu esta prática de mercado e fixou princípios para a estabelecimento de tarifas de distribuição específicas para os Auto-importadores, Autoprodutores e Consumidores Livres no arcabouço regulatório do gás, cabendo aos órgãos reguladores estaduais estabelecerem estas tarifas em consonância com os princípios desta lei.

No Artigo 46 da lei em questão, ficou estabelecido que:

“Art. 46. O consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pelas distribuidoras estaduais, as tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual considerarão os custos de investimento, operação e manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

*§ 3º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo consumidor livre, pelo autoprodutor ou pelo autoimportador, na forma prevista no **caput** deste artigo, a distribuidora estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual.”*

Vale ressaltar o comando de que as tarifas para Consumidores Livres, Auto-importador e Autoprodutor que construírem diretamente os ramais de conexão com a fonte supridora (gasoduto de transporte, UPGNs ou Terminais de GNL) devem considerar as **especificidades de cada instalação**. Este comando deixa claro que o princípio da solidariedade de rede não deve ser aplicado para os Auto-importadores e Autoprodutores da mesma forma em que se aplica aos demais consumidores, em particular nos casos de ramais dedicados construídos pelos próprios consumidores.

Assim, a metodologia tarifária deve diferenciar as seguintes situações: i) o ramal de atendimento aos Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores é dedicado e construído pelos próprios empreendedores; ii) o ramal é dedicado e construído pela distribuidora; iii) o ramal é construído pela distribuidora e não é dedicado (compõe a malha da distribuidora). Cada situação deve ter um tratamento tarifário diferente para atender o Artigo 46.

Nos dois primeiros casos o cálculo tarifário deve ser transparente, respeitar os princípios da razoabilidade e publicidade, além de considerar as especificidades de cada instalação. No primeiro caso, deve-se considerar apenas os custos de operação e manutenção (OPEX) do ramal dedicado. No segundo caso, deve-se considerar os custos de operação e manutenção e de construção do ramal dedicado (CAPEX). Em ambos os casos, é necessário desenvolver uma metodologia para definição de uma tarifa específica (TUSD-E).

Para desenvolver uma metodologia TUSD-E, é fundamental que a regulação da distribuição estabeleça claramente o que considera um ramal dedicado, caracterizando a situação onde é possível atribuir uma tarifa específica. O Projeto de lei nº 153/2020 não define o conceito de Ramal Dedicado, nem a situação em que a especificidade de cada instalação será considerada no cálculo tarifário.

Os Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro já avançaram na definição de uma metodologia de tarifa específica e podem ser exemplos interessantes para a definição da metodologia de tarifa específica.

4. Tratamento Tarifário para Autoprodutores e Auto-importadores em São Paulo

A metodologia desenvolvida no estado de São Paulo pode ser considerada um ponto de partida para esse processo. O estado de São Paulo regulamentou uma estrutura tarifária para as concessionárias do estado que permite considerar as especificidades de cada empreendimento para o caso de Autoprodutores e Auto-importadores com ramais dedicados. Em 2014, a ARSESP publicou a Nota Técnica N° RTG 02/2014 – “Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo” e, em 2016, a Nota Técnica N° RTG 01/2016 – “Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo”, introduzindo uma nova metodologia tarifária para Auto-importador ou Autoprodutor com rede dedicada. De acordo com esta metodologia, se o investimento para a conexão foi realizado pelo usuário, a tarifa não incluirá remuneração pelo investimento; se o investimento para a conexão foi realizado pela concessionária, a tarifa deve considerar a remuneração desse investimento específico com o mesmo critério com que é remunerada toda a Base Regulatória. Com relação aos custos de operação e manutenção (O&M), estes serão incluídos na tarifa de forma proporcional ao Valor Bruto da extensão da rede dedicada. Ou seja, não há solidariedade de rede no cálculo da tarifa dos Autoprodutores e Auto-importadores.

Todavia, como a quarta revisão tarifária foi paralisada e só foi retomada em dezembro de 2018, a metodologia da TUSD-E da Nota Técnica N° RTG/01/2016 não chegou a ser implementada. Uma nova proposta metodológica a ser aplicada na quarta revisão tarifária da Comgás foi lançada em dezembro de 2018. A Nota Técnica Preliminar - NT.F-0029-2018, determina que a TUSD-E deverá ser calculada conforme metodologia vigente da Arsesp (Deliberação 432/2013), adotada durante o Terceiro Ciclo Tarifário, e aplicada nos cálculos das TUSD-E existentes.

Em maio de 2019, a quarta revisão tarifária da Comgás foi concluída e a nova metodologia para TUSD-E foi adotada para definir as tarifas das termelétricas Euzebio Rocha e São João Energia Ambiental.

Com a nova metodologia a parcela CAPEX é específica, remunera apenas o investimento da concessionária no duto específico. No caso de o investimento ser realizado pelo consumidor, a tarifa não contemplará a parcela CAPEX.

A especificidade na parcela de Capex é plenamente considerada: *“No que concerne à parcela de investimentos (CAPEX) da TUSD-E, esta deverá refletir os custos específicos para atendimento do usuário considerando que se o investimento para a conexão foi realizado pela distribuidora, a TUSD-E adotará os mesmos critérios de remuneração da*

BRR e se o investimento foi realizado pelo usuário, a TUSD-E não incluirá remuneração pelo investimento.”

A parcela OPEX não é específica, são considerados os custos operacionais totais da Comgás descontados os custos referentes a comercialização, são eles: pessoal do comercial, suprimento de gás, gestão e aquisição de gás de transporte, comunicação e marketing, outras despesas comerciais. O OPEX apresentado no modelo econômico-financeiro da Comgas considera 50% de todos os custos operacionais descontados a comercialização.

5. Tratamento Tarifário para Autoprodutores (AP) e Auto-importadores (AI) no Rio de Janeiro

Desde agosto de 2010, quando as Concessionárias CEG e CEG Rio apresentaram suas primeiras considerações à AGENERSA, a tarifação para Autoprodutores (AP) e Auto-importadores (AI) vem sendo discutida no Estado do Rio de Janeiro. Inicialmente, mais um embate entre Petrobras e concessionárias que resultou nas Deliberações, 1.250/2012, 1.357/2012 e 1.616/2013, que recomendam alterações nos contratos de concessão celebradas entre o Estado do Rio de Janeiro, CEG e CEG Rio.

Nas referidas Deliberações recomendou-se que a questão referente a tarifa específica fosse discutida na 3ª Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG Rio e, somente, após análise dos impactos nas respectivas concessões, tais tarifas deveriam ser implementadas. No entanto, a Consultoria contratada para auxiliar a Revisão Quinquenal, entendeu não ser oportuno a definição de uma estrutura tarifária específica no momento da revisão, dada a complexidade do assunto, recomendando estudo posterior.

Em 2016, com a Deliberação 2.850/2016, a AGENERSA estabeleceu, provisoriamente até a próxima Revisão Quinquenal, o percentual de 1,9%, como a participação dos encargos de comercialização na estrutura de custos da Concessionária, a serem expurgados da margem para os agentes AP, AI, e Consumidores Livres (CL). Apesar de ainda precisar ser calculado baseado nos reais custos de comercialização, o que deverá ser feito na próxima Revisão Tarifária, essa deliberação transmite à tarifa a não existência da prestação do serviço de comercialização do gás por parte da distribuidora aos agentes AP, AI e CL.

Todavia, foi com a deliberação 3.862/19 e com o voto do Relator que a AGENERSA começou a trilhar o caminho de estabelecer tarifas que consideram os custos **específicos** das instalações para os agentes livres que contam com ramal dedicado para seu atendimento. Após análise de vários embargos, a AGENERSA optou por editar nova Deliberação, a 4.068/20, com o mesmo propósito, mas visando esclarecer os pontos que suscitaram dúvidas ou dubiedade na Deliberação anterior.

Esta Deliberação vigente define AP, AI e CL; e gasoduto dedicado. Além disso, veda a inclusão dos investimentos em gasodutos dedicados na base de remuneração de ativos da distribuidora. Independentemente de quem construir, esses investimentos não deverão ser pagos por todos os usuários da distribuidora. Estabelece, ainda, no Art. 13:

“§2º Determinar abertura de Processo Regulatório específico, no prazo de até 60 (sessenta) dias, para realização de Consulta e Audiência Públicas, visando complementar os estudos quanto ao percentual equivalente aos encargos de comercialização, para calcular as despesas operacionais exclusivas às atividades de comercialização referentes ao pessoal da área comercial e de suprimento de gás, despesas comerciais, comunicação, gestão de gás e transporte, dentre outros fatores relevantes, com base nos custos efetivamente realizados pelas Concessionárias.”

Já no Art. 14, dá aos AP, AI e CL atendidos por gasoduto dedicado o direito à Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que deverá considerar apenas os investimentos, quando realizados pela distribuidora, e os custos de operação e manutenção, ambos específicos do duto dedicado. No entanto, ainda não foi nesta Deliberação que a metodologia de cálculo da TUSD-E foi estabelecida, mas já foi definida a não solidariedade de rede no cálculo da tarifa dos AP e AI e CL atendidos por gasoduto dedicado.