



**Contribuição GENER UFF para a Consulta Pública  
AGENERSA 01/2021 (TUSD-E)**

Rio de Janeiro  
Maio de 2021

**Equipe GNER:**

Prof. Edmar de Almeida  
Prof. Luciano Losekann  
Profa. Niágara Rodrigues  
Mirella Bordallo

## Sumário

APRESENTAÇÃO.....	4
A RAZÃO DA TUSD-E.....	5
PROPOSTA GENER-UFF.....	8
SIMULAÇÕES .....	11
VANTAGENS DA PROPOSTA GENER-UFF.....	16
APÊNDICE I – A METODOLOGIA GENER-UFF.....	17
APÊNDICE II – A ADAPTAÇÃO DA METODOLOGIA DE SÃO PAULO .....	22
3.1 Adaptação para o caso CEG e CEG Rio .....	24
3.2 Simulações.....	26
3.2.1 Premissas.....	26
APÊNDICE III – EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO FEDERAL E NOS ESTADOS .....	30
2.1 A Lei do Gás 11.090/09 e Nova Lei do Gás 14.134/21 e os Princípios da Regulação Tarifária .....	30
2.2 Iniciativas Estaduais .....	38
2.2.1 ARSESP – São Paulo .....	38
2.2.2 AGRESE – Sergipe .....	42
2.2.3 ARSP – Espírito Santo .....	46
2.2.4 ARSEPAM – Amazonas .....	51
2.2.5 AGENERSA – Rio de Janeiro.....	54
APÊNDICE IV – EXEMPLO NUMÉRICO DA METODOLOGIA GENER-UFF.....	61
REFERÊNCIAS.....	62

## 1. APRESENTAÇÃO

No dia 07/04/2021, a agência estadual de regulação da distribuição de gás natural do estado do Rio de Janeiro (Agenera) lançou três consultas públicas<sup>1</sup> para o marco legal do Novo Mercado de Gás Natural no estado. O presente documento apresenta a contribuição do GENER para a consulta pública 01/2021 referente ao PROCESSO nº SEI-220007/002145/2020 sobre o tema “Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E”.

A primeira parte do documento apresenta os atributos da proposta GENER-UFF, indicando com argumentação e simulações que a metodologia confere tratamento específico adequado aos agentes livres atendidos através de ramais dedicados. Os apêndices complementam a contribuição apresentando: a descrição das fórmulas de cálculo da metodologia GENER-UFF; a descrição da adaptação da metodologia de São Paulo aos custos das concessionárias do estado do Rio de Janeiro; a evolução do processo de desenvolvimento de tarifas específicas de uso do sistema de distribuição (TUSD-E), destacando as diretrizes federais e as iniciativas estaduais; e exemplo numérico da metodologia GENER-UFF.

---

<sup>1</sup> Consulta Pública 01/2021 – Processo Regulatório nº SEI-220007/002145/2020. Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E; Consulta Pública 02/2021 – Processo Regulatório nº SEI-220007/002146/2020. Condições Gerais de Fornecimento e de Operação e Manutenção de Gasoduto Dedicado para Agentes Livres; e Consulta Pública 03/2021 – Processo Regulatório nº SEI-220007/002147/2020. Condições Gerais da Atuação do Comercializador.

## 2. A RAZÃO DA TUSD-E

A atividade de distribuição de gás natural se caracteriza pela movimentação do combustível em gasodutos de baixa pressão e reduzido diâmetro. A rede distribuição é, usualmente, capilarizada e atende a grande número de consumidores finais, maior parte de pequeno porte.

Normalmente, o princípio de reflexividade dos custos é aplicado em cada segmento de consumo. Assim, a estrutura tarifária compreende tarifas unitárias mais altas para segmentos em que o padrão de clientes implica em maiores custos de atendimento, como o segmento residencial, e tarifas unitárias mais baixas para segmentos em que o custo unitário é inferior devido à maior escala de suprimento, como os segmentos industrial e termelétrico. Isso pressupõe que não há diferencial significativo no custo de atendimento de clientes de um mesmo segmento. Para consumidores que estão conectados na rede compartilhada de distribuição, é complexo individualizar custos e a solidariedade no rateio de custos é uma prática que não implica em perdas ou ganhos relevantes para os clientes.

No entanto, alguns consumidores de maior porte, como é o caso de termelétricas, não são supridos através da rede capilarizada de distribuição, mas por infraestrutura de abastecimento dedicado. Para esses consumidores, o custo de atendimento pode ser individualizado e tende a ser significativamente inferior ao padrão do segmento.

Na experiência internacional, consumidores que são conectados à rede de transporte ou contam com infraestrutura própria de abastecimento (Autoprodutores e Auto-importadores) não pagam tarifa de distribuição<sup>2</sup>.

Os dutos que atendem esses consumidores são dedicados, não levam gás para outros consumidores das distribuidoras. Como esses consumidores não compartilham a infraestrutura da malha de distribuição, e tampouco se beneficiam dos investimentos

---

<sup>2</sup> O mesmo ocorre com clientes de eletricidade atendidos com rede própria no Brasil. Redes elétricas instaladas integralmente no interior da propriedade privada do usuário não são de competência da concessionária local de distribuição.

realizados pelas concessionárias para a expansão da rede, não cabe o conceito de solidariedade de rede, pois geraria injustiça e desequilíbrio. Não há razão objetiva para que o custo desta infraestrutura seja rateado com todos os consumidores, de modo que a tarifa para estes consumidores deve considerar os próprios custos de construção, operação e manutenção da infraestrutura dedicada.

O entendimento que o tratamento tarifário de clientes atendidos por ramais dedicados deve ser diferenciado e refletir os custos individualizados de suprimento foi incorporado na Lei do Gás (11.909/09) em 2009. O artigo 46 da lei, que é reproduzido no artigo 29 da recente Nova Lei do Gás (14.134/21), apresenta os critérios e os princípios para que os estados desenhem uma estrutura tarifária que leve em consideração as características das demandas dos Consumidores Livres, quando atendidos por gasodutos dedicados. A lei aponta a necessidade da observância dos **princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.**

A partir da diretriz federal, ao menos 13 estados<sup>3</sup> brasileiros já abordaram o tratamento tarifário específico para clientes atendidos com ramais dedicados. O estado de São Paulo foi pioneiro e estabeleceu tratamento tarifário específico para Autoprodutores e Auto-importadores em 2011. Em 2013, a Arsesp implementou TUSD-E para a termelétrica Euzébio Rocha da Petrobras, localizada na refinaria de Cubatão. A metodologia Arsesp vem desde então sendo aplicada com sucesso naquele estado, tendo sido aperfeiçoada na revisão tarifária da Comgás em 2019 e é atualmente aplicada às termelétricas Euzébio Rocha e São João Ambiental.

Na Agenera, o tema foi tratado inicialmente em 2012, ocasião em que a deliberação 1.250 remeteu à 3ª revisão tarifária das concessionárias a definição de um tratamento tarifário específico para Autoprodutores e Auto-importadores. No entanto, a revisão tarifária aconteceu sem que fosse estabelecida a TUSD-E. Em 2019, a Agenera iniciou o processo para estruturar o novo mercado de gás natural no estado. As deliberações 3.862/19, 4.068/20 e 4.142/20 estabeleceram as diretrizes para o cálculo de tarifas específicas para agentes livres (Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores) que reflitam os custos CAPEX e OPEX dos ramais dedicados. Em 07/04/2021, a agência lançou três consultas públicas relacionadas ao tema e a

---

<sup>3</sup> Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Santa Catarina, São Paulo e Sergipe.

metodologia GENER-UFF consta como referência para a Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E (Consulta Pública 01/2021).

### 3. PROPOSTA GENER-UFF

Para definir a metodologia da TUSD-E, buscamos atender as melhores práticas internacionais e as diretrizes da Lei do Gás que podem ser traduzidas nos seguintes princípios:

- i) Sustentabilidade – permitir a manutenção do serviço
- ii) Eficiência – motivar decisões de consumo eficientes (maior valor agregado ou bem-estar)
- iii) Justiça – refletir os custos individuais de prestação do serviço
- iv) Transparência – metodologia replicável e com informações disponíveis

A tarifa TUSD-E deve contribuir, assim como os demais segmentos de consumo, para que as tarifas sejam suficientes para compensar os custos das concessionárias. Em relação à situação atual, a criação de TUSD-E pode motivar eficiência ao viabilizar projetos de grande porte, com forte impacto sobre a atividade econômica e propiciadores de economia de escala.

O critério de justiça é o mais relevante para promover tarifas específicas para agentes livres atendidos por ramais específicos (TUSD-E). Na situação vigente, a aplicação da estrutura usual aos agentes livres atendidos por ramais específicos implica em descolamento entre os custos efetivos incorridos pela distribuidora para o atendimento e as despesas impostas a esses agentes por meio da tarifa. Para serem justas, as tarifas TUSD-E devem ser aderentes aos custos específicos de atendimento dos agentes livres. É esse o espírito traduzido na Nova Lei do Gás.

Por último, é essencial que a metodologia de cálculo da TUSD-E seja transparente, utilizando parâmetros conhecidos e disponíveis publicamente. A metodologia deve ser clara, de modo a oferecer estabilidade, segurança jurídico-regulatória e previsibilidade à empreendedores, de modo que estes possam antecipar o gasto com tarifa de distribuição. A falta de transparência gera incerteza para interessados e pode dificultar o acompanhamento pela sociedade quanto à adequação de seus valores.



A proposta do GENER-UFF para a TUSD-E é definida para cada um dos segmentos de demanda em que atuam agentes livres e é determinada em valor fixo anual<sup>4</sup>. A metodologia não considera os custos dos itens relativos à comercialização. Estes custos não devem ser repassados aos agentes livres que negociam o suprimento de gás por sua conta e risco<sup>5</sup>.

A metodologia busca refletir de forma mais apropriada os custos específicos, CAPEX e OPEX, dos ramais dedicados. Sua inovação principal é a distinção entre os itens de OPEX que dependem da extensão da rede e os itens de OPEX gerais, que não dependem da extensão. Esta proposta busca estabelecer tarifa justa e sustentável através desta separação dos custos.

Uma parcela significativa dos custos operacionais está associada à rede de distribuição, sendo a extensão da rede uma variável importante para determinar esta parcela dos custos operacionais. Os gastos com manutenção da rede, por exemplo, dependem da extensão e diâmetro dos dutos. Contemplando a parcela específica, a metodologia segue o princípio de justiça, aproximando a tarifa do custo real de suprimento.

Os custos gerais de OPEX são comuns a todos consumidores e não dependem da extensão da rede. Em nossa concepção, esses custos devem ser rateados entre os consumidores, inclusive os que são atendidos por ramais dedicados, segundo a demanda de gás. Dessa forma, os consumidores sujeitos à TUSD-E seriam solidários com os demais consumidores nessa parcela de custos. Assim, entendemos que a proposta de metodologia contribui para o princípio da sustentabilidade tarifária.

Para estimar a parcela do OPEX que depende da extensão, utilizamos dados de projetos de gasodutos de transporte, uma vez que as características dos gasodutos dedicados, sobretudo diâmetro, pressão e vazão, se assemelham mais aos gasodutos de transporte do que os de distribuição. Em tais gasodutos, os custos de Operação e Manutenção (O&M) que são influenciados pela extensão dos dutos representam em média 70% do OPEX e as despesas Gerais e Administrativas (G&A), que não têm relação direta com a extensão, 30% (mais detalhes no apêndice I).

---

<sup>4</sup> Para cobrança mensal, o valor anual é dividido em 12 parcelas mensais de igual valor.

<sup>5</sup> Consideramos que os seguintes itens da composição do OPEX da CEG e da CEG Rio correspondem à atividade de comercialização: Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; Gastos Serviço a Cliente. Utilizamos nas simulações os dados da proposta final das concessionárias no processo da 4ª revisão tarifária.

Por fim, a concessionária é remunerada por sua participação no investimento da construção do ramal específico (CAPEX), segundo a taxa de remuneração regulada. Quando o agente livre custear integralmente a construção do duto dedicado, a parcela de remuneração do CAPEX não estará presente na TUSD-E.

A seguinte fórmula foi proposta pelo GENER-UFF para metodologia tarifária da TUSD-E:

$$TUSD-E = OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} \quad (1)$$

em que:

$OPEX_{km}$  - Custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado.

$OPEX_{comum}$  - Custos operacionais que não dependem da extensão e que são comuns a todos clientes.

$Rem_{CAPEX}$  - Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado, considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais.

Os três componentes da TUSD-E são detalhados no primeiro apêndice do documento (APÊNDICE I – A METODOLOGIA GENER-UFF).

#### 4. SIMULAÇÕES

Para ilustrar as implicações da proposta GENER-UFF, simulamos o gasto anual de consumidor hipotético representativo do segmento termelétrico com tarifa TUSD-E e comparamos com a metodologia da Arsesp para a TUSD-E em São Paulo adaptada aos dados de custos e estrutura tarifária das concessionárias do Rio de Janeiro. A metodologia utilizada para a adaptação está no segundo apêndice do documento (APÊNDICE II – A ADAPTAÇÃO DA METODOLOGIA DE SÃO PAULO).

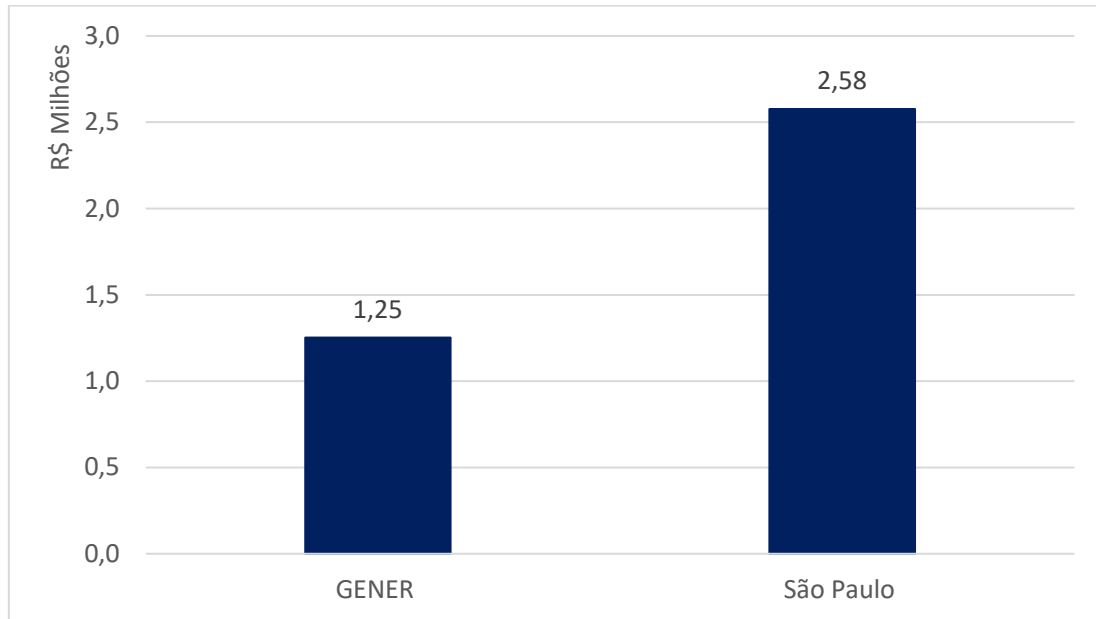
O caso representativo que consideramos para as simulações corresponde a uma nova termelétrica de 500 MW, com consumo específico de gás natural de 4,74 Mil m<sup>3</sup>/dia/MW, atendida por gasoduto de 100 metros e 14 polegadas de diâmetro construído integralmente pelo empreendedor (sem participação da concessionária no CAPEX). Consideramos fator de utilização de 50% e as tarifas termelétricas prévias à quarta revisão, uma vez que os novos valores ainda não foram implementados.

Na área de concessão da CEG Rio, o gasto anual dessa termelétrica seria de R\$ 1,25 milhões caso a metodologia GENER-UFF fosse aplicada (Gráfico 1). Como o caso considerado é um gasoduto pouco extenso, a parcela do OPEX que depende da extensão seria baixa e a parte mais representativa da TUSD-E corresponderia à parcela dos custos gerais de OPEX<sup>6</sup>, que são diluídos entre os clientes. A metodologia de SP adaptada aos dados de custo da CEG Rio alcançaria o dobro do valor, pois o comprimento do duto não é levado em consideração em seu cálculo.

---

<sup>6</sup> Ver apêndice IV com o passo a passo do cálculo

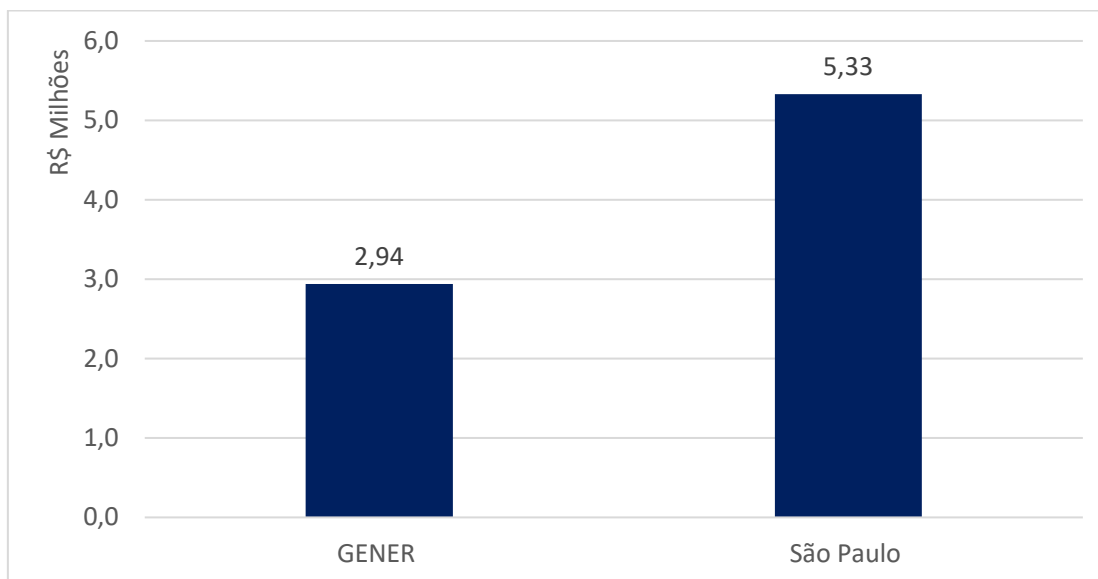
Gráfico 1 – Gasto Anual com TUSD-E em diferentes metodologias – Termelétrica na área da CEG Rio – R\$ milhões



Fonte: Elaborado pelos autores

Na área da CEG (Gráfico 2), devido à composição de custos da concessionária, o gasto anual seria superior. O gasto com a tarifa GENER-UFF seria de R\$ 2,9 milhões, inferior aos R\$ 5,3 milhões que seriam pagos, caso a metodologia de São Paulo fosse adotada.

Gráfico 2 – Gasto Anual com TUSD-E em diferentes metodologias – Termelétrica na área da CEG – R\$ milhões.

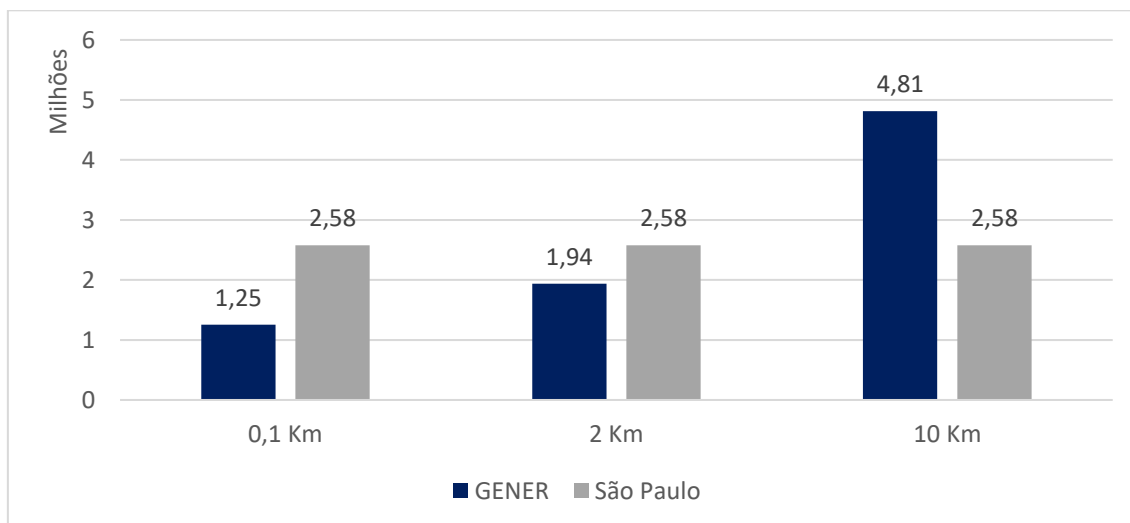


Fonte: Elaborado pelos autores

Ao comparar os gastos em cenários com diferentes extensões de dutos no caso da CEG Rio e mantendo as demais premissas de referência, é possível perceber que a metodologia GENER-UFF acompanha a evolução dos custos e se mostra adequada para dutos de curta e longa extensão. Nos três casos ilustrados no Gráfico 3, 100 metros, 2 Km e 10 Km, a receita da concessionária a partir do gasoduto dedicado refletiria os custos incorridos<sup>7</sup>, indicando a sustentabilidade do método. O gasto pela metodologia de São Paulo seria constante nos três casos, já que não incorpora a extensão do duto em sua determinação.

<sup>7</sup> Uma regra de bolso para estimação de OPEX em projetos de gasodutos consiste em defini-lo como uma proporção do CAPEX (F1F9, 2021). No PEMAT da EPE, o OPEX anual é estimado em 4% do CAPEX para projetos considerados no planejamento da expansão. Definindo o CAPEX a partir do custo de referência de metropol do PEMAT, a estimativa de OPEX anual seria de R\$ 24,2 mil para o gasoduto de 100 metros, R\$ 484,2 mil para o de 2 km e R\$ 2.420,8 mil para o de 10 km. Dessa forma, a TUSD-E da metodologia GENER permitiria cobrir os custos estimados de OPEX.

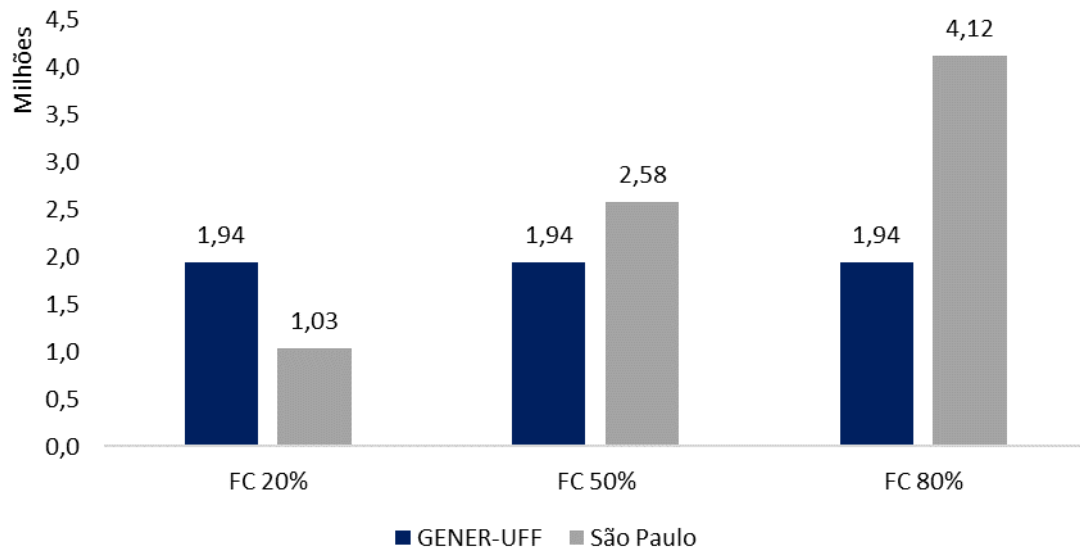
Gráfico 3 – Efeito da extensão no Gasto Anual com TUSD-E - CEG Rio – R\$ milhões.



Fonte: Elaborado pelos autores

Outra característica importante da metodologia GENER-UFF é que o gasto e, portanto, a receita da concessionária, são definidos pela capacidade de transporte e não pelo consumo mensal. Como o consumo das termelétricas é volátil no Brasil em função das condições hidrológicas, o gasto pode variar bastante de um ano para outro quando a tarifa é determinada pela quantidade consumida (R\$/m<sup>3</sup>), gerando risco e imprevisibilidade para o empreendedor e concessionário. Como o custo depende da dimensão do duto e não do volume consumido, a cobrança pela capacidade de consumo (fixa) reflete melhor os custos do serviço. O Gráfico 4 compara o comportamento das metodologias de cálculo adotadas em São Paulo e proposta pelo GENER-UFF em situações de elevada, média e baixa utilização da termelétrica de referência. Se a tarifa é aplicada à quantidade consumida, o gasto em hidrologia favorável (FC = 20%) é um quarto de um ano seco (FC = 80%).

Gráfico 4 – Efeito da Utilização (fator de capacidade – FC) no Gasto Anual com TUSD-E - CEG Rio – R\$ milhões.



Fonte: Elaborado pelos autores

## 5. VANTAGENS DA PROPOSTA GENER-UFF

A metodologia GENER-UFF atende às diretrizes da legislação federal e estadual e aos princípios tarifários que destacamos. A metodologia considera os custos específicos dos ramais dedicados. Tanto a parcela de remuneração do CAPEX, quanto do OPEX incorporam o efeito da extensão dos ramais em seu cálculo. Dessa forma, clientes que impõem maiores custos pagarão tarifas maiores do que clientes atendidos com menores custos. Sua composição reflete mais adequadamente custos operacionais que dependem da extensão e custos gerais, afastando a possibilidade de subsídios entre clientes.

O método é sustentável e assegura que a concessionária receberá recursos para cobrir seus custos. Além disso, os demais clientes tendem a ser beneficiados pela diluição dos custos gerais. Ou seja, em revisões futuras, as tarifas de clientes de outros segmentos reduziriam pelo ganho de escala do compartilhamento dos custos comuns. Ao estabelecer o pagamento em função da capacidade de consumo, a metodologia evita o risco associado à utilização do duto, que é relevante no caso termelétrico.

Por fim, a metodologia é transparente. O cálculo é simples e seus parâmetros são definidos a partir de informações públicas, sendo possível replicar facilmente o cálculo.

A definição de uma metodologia adequada para a determinação de tarifas de agentes livres atendidos por ramais dedicados é crucial para dar atratividade em projetos intensivos no uso de gás natural no estado do Rio de Janeiro. O estado conta com vantagens de localização para a atração desses projetos, com a disponibilidade de recursos de gás provenientes do pré-sal. No entanto, é importante que a tarifa de distribuição seja competitiva frente ao que outros estados que já implementaram tratamento específico a esse tipo de clientes. No caso de termelétricas, tarifas adequadas podem determinar o sucesso de projetos no RJ nos leilões de expansão de energia agendados para junho e setembro.



## APÊNDICE I – A METODOLOGIA GENER-UFF

A seguinte fórmula foi proposta pelo GENER-UFF para metodologia tarifária da TUSD-E:

$$TUSD-E = OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} \quad (2)$$

em que:

$OPEX_{km}$  - Parcela custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado;

$OPEX_{comum}$  - Parcela dos custos operacionais que não dependem da extensão. Corresponde à parcela que é comum a todos clientes; e

$Rem_{CAPEX}$  - Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais.

O primeiro termo ( $OPEX_{km}$ ), que considera a parcela de OPEX da concessionária que depende da extensão de sua rede é calculada através do produto de três fatores: i) o percentual do OPEX que depende da distância ( $\alpha$ ); ii) a razão entre o metropol (extensão multiplicada pelo diâmetro) do ramal dedicado e o metropol total da rede da concessionária; e iii) a estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzida dos custos de comercialização.

$$OPEX_{km} = \alpha \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces} \quad (2)$$

onde:

$\alpha$  – Parcela dos custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado;

$metro.pol_i$  – extensão e diâmetro do gasoduto dedicado ao atendimento do Agente Livre  $i$ ;

$\sum_k metro.pol_k$  – Somatório do produto da extensão vezes o diâmetro da rede de gasodutos da concessionária; e

$OPEX^{conces}$  – OPEX da concessionária excluindo os itens relativos ao custo de comercialização e publicidade e propaganda.

O segundo termo da TUSD-E ( $OPEX_{comum}$ ), considera a parcela de OPEX da concessionária que não depende da extensão de sua rede. Este termo é calculado pelo produto de três fatores: i) o percentual de OPEX que independe da distância ( $1-\alpha$ ); ii) a relação entre a demanda do cliente livre do ramal dedicado e a demanda total do segmento de consumo em que o cliente está enquadrado; e iii) despesa anual de OPEX do segmento, deduzido os custos de comercialização.

$$OPEX_{seg} = (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{Segmento} \quad (3)$$

onde:

$(1-\alpha)$  – Parcela dos custos operacionais que não dependem da extensão do duto;

$DM_i$  – Demanda máxima do Agente Livre  $i$ ; e

$\sum_h^{seg} DM_h$  – Somatório da demanda máxima do segmento.

O OPEX do segmento é calculado pela relação entre as receitas provenientes do segmento de consumo ao qual o agente pertença e a receita total da concessionária, conforme previsto na revisão tarifária (estrutura tarifária), multiplicado pela estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzida dos custos de comercialização.

$$OPEX^{Segmento} = \frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} OPEX^{conces} \quad (4)$$

em que:

$Margem^{seg}$  – Receita proveniente do segmento

$Margem^{total}$  – Receita total

$OPEX^{conces}$  – OPEX da concessionária excluindo os itens relativos ao custo de comercialização e publicidade e propaganda

O terceiro termo da TUSD-E ( $Rem_{CAPEX}$ ) se refere à remuneração da participação da concessionária no investimento do ramal dedicado, caso ela tenha participação. Este termo é calculado pelo produto de dois fatores: i) a participação da concessionária no investimento; ii) a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais – obtido pelo produto da tarifa que garanta a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado e demanda máxima anual do agente livre.

$$Rem_{CAPEX} = \% Invest^{conces} \times T_{CAPEX} \times DM_i(anual) \quad (5)$$

onde:

$\% Invest^{conces}$  – Participação da Concessionária no investimento total do gasoduto dedicado

$T_{CAPEX}$  – Tarifa, em R\$/mil m<sup>3</sup>, que garanta a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

Para retirar o custo de comercialização, foram expurgados os seguintes itens do OPEX:

- i. 6-Publicidade, Propaganda e Relações Públicas;
- ii. 9-Gastos de Atividade Comercial; e
- iii. 10-Gastos Serviço a Cliente.

Nas simulações, a participação do segmento termelétrico no total de receitas é de 20% na CEG Rio e 8% na CEG. Essas participações correspondem à previsão de receitas da proposta da Naturgy na 4ª revisão tarifária.

Consideramos que o diâmetro médio da rede de distribuição das concessionárias é de 2 polegadas. Essa estimativa foi baseada em dados internacionais, particularmente no caso Norte Americano<sup>8</sup>.

A fórmula proposta pelo GENER-UFF retorna o pagamento anual de TUSD-E. Para definir valores mensais, o total calculado é dividido por 12.

Um parâmetro importante da metodologia consiste na determinação do alfa, a parcela (%) dos custos (OPEX) que dependem da extensão do duto dedicado. Nessa contribuição, consideramos que a parcela deve ser estimada a partir de dados de projetos semelhantes aos de gasodutos dedicados.

Os custos de OPEX podem ser classificados em custos de Operação e Manutenção (O&M) e despesas Gerais e Administrativas (G&A). Os Custos de O&M são aqueles relacionados diretamente à principal atividade produtiva da empresa (correspondentes a área fim), como insumos, salários de equipes de operação, reparos e manutenção. Esses custos variam conforme a extensão no gasoduto<sup>9</sup>. Na nota técnica da ANP sobre o cálculo tarifário do gasoduto Urucu-Manaus (ANP, 2011), os custos de O&M desse projeto são estimados com base em um valor por quilômetro definido em no contrato de O&M entre TAG e Transpetro<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Ver <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/gas-distribution-gas-gathering-gas-transmission-hazardous-liquids>.

<sup>9</sup> No edital do gasoduto Guapimirim Itaboraí, os custos de O&M são exemplificados como despesas incorridas para operar, manter e reparar o sistema de transporte, incluindo os custos diretamente relacionados à instalação física do Gasoduto de Transporte (combustíveis, energia elétrica, lubrificantes) e as perdas de gás (ANP, 2014). No fluxo de caixa do projeto, são discriminados os seguintes componentes do O&M: Salários e Benefícios, Manutenção do Sistema de Proteção Catódica, Outras Manutenções, Conservação e Manutenção da Faixa de Servidão do Duto, Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água e Esgoto etc.) e Comunicação, Aluguéis e Seguros, Aquisição e Passagem de Pigs de Limpeza e Instrumentados e Outros Custos e Despesas (ANP, 2014).

<sup>10</sup> O valor do contrato é R\$ 6.000/km, o que corresponde a R\$ 11.056/km em valores atualizados pelo IPCA. No fluxo de caixa do projeto para fins de estimação tarifária, são adicionados 10% (contingências) ao valor de contrato e despesas com as estações de compressão.

As despesas Gerais e Administrativas (G&A) correspondem a gastos da administração central da companhia (correspondentes a áreas meio da empresa)<sup>11</sup>, como salário de executivos, gestão de pessoas (RH), área jurídica, área comercial e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)<sup>12</sup>. No caso de gasodutos, o custo de G&A não é determinado por sua extensão.

Dessa forma, optamos por determinar o alfa ( $\alpha$ ), parcela do OPEX que depende da extensão do duto dedicado, baseado em dados de gasodutos de transporte de gás natural. A ANP disponibilizou os dados de dois gasodutos de transporte Urucu-Coari-Manaus (ANP, 2011) e Itaboraí – Guapimirim (ANP, 2014). Os gasodutos têm características bem distintas, o primeiro tem extensão de 802 Km e o segundo, de 11 km, o que explica as diferenças de composição do OPEX. O valor médio da participação do O&M no OPEX nos dois projetos é de 69%<sup>13</sup>.

Tabela I.1 – Composição do OPEX em Gasodutos de Transporte

	O&M	G&A	O&M + G&A	O&M/OPEX
Urucu-Coari-Manaus	78,20	22,70	100,90	78%
Itaboraí - Guapimirim	3,32	2,08	5,39	61%

Fonte: Elaboração dos autores. Dados ANP

Assim, por refletir a composição padrão do OPEX em gasodutos dedicados, defendemos o valor de alfa de 70%. É importante destacar que a utilização de valores menores para o parâmetro alfa resulta em tarifas que refletirão menos as características dos dutos.

<sup>11</sup> O relatório “A Practical Guide to Opex Modelling in Oil & Gas” elaborado pela consultoria F1F9, especializada em modelagem financeira apresenta os componentes de G&A na página 20 (F1F9, 2021).

<sup>12</sup> No edital do gasoduto Guapimirim Itaboraí, os custos de G&A são ilustrados como salários do pessoal de administração, marketing, suprimentos de escritório, serviços externos, aluguéis e manutenção dos escritórios e filiais. (ANP, 2014)

<sup>13</sup> A equipe de trabalho também considerou dados de gasodutos de transporte que não são públicos para escolher o alfa de 70%.

## APÊNDICE II – A ADAPTAÇÃO DA METODOLOGIA DE SÃO PAULO

Na metodologia de cálculo da TUSD-E empregada pela Arsesp, a parcela CAPEX é específica, ou seja, 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 parcela OPEX é calculada a partir da participação do OPEX nos custos totais das distribuidoras. Para melhor refletir os custos específicos de clientes enquadrados como agentes livres, são excluídos os custos referentes as atividades de comercialização e os demais componentes do OPEX são considerados na proporção de 50%, refletindo as economias de escala obtidas no atendimento de clientes de grande porte em ramal dedicado como AI e AP.

O Opex é composto por gastos referentes a pessoal ( $P$ ), materiais ( $M$ ), serviços ( $S$ ) e outros ( $O$ ):

$$OPEX = P + M + S + O \quad (6)$$

O Opex aplicável na TUSD-E apresentado no modelo econômico-financeiro da Comgas, Gás Brasileiro e da Naturgy-SP considera 50% dos custos que não correspondem a atividades de comercialização:

$$OPEX_{TUSD-E} = 0,5(OPEX - CC) \quad (7)$$

Em que  $CC$  são os custos de comercialização. Os itens listados abaixo são considerados como correspondentes às atividades de comercialização:

$PC$  - pessoal do comercial (despesas de Pessoal da Diretoria Comercial e despesas de Pessoal do centro de custo de Suprimento de Gás);

$SG$  - suprimento de gás;

*G&A* - gestão e aquisição de gás de transporte;

*CM* - comunicação e marketing; e

*OCD* - outras despesas comerciais.

Em São Paulo, a TUSD-E é calculada no processo de revisão tarifária em conjunto com as tarifas dos demais segmentos.

O cálculo da margem máxima é dividido em três etapas para permitir o cálculo da TUSD e TUSD-E. Em primeiro lugar determina-se a TUSD, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, a ser pago por todos os usuários cativos e livres. Para esta parcela da margem, são incluídas as outras receitas; despesas operacionais (Opex) exclusivamente utilizadas no serviço de distribuição, ou seja, sem despesas de comercialização; outros custos; e, custos de capital (remuneração e amortização da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) e investimentos no ciclo).

Na sequência, é calculado o fluxo de caixa considerando as despesas com comercialização. Entre as despesas operacionais a Arsesp considerou os rateios de cada componente do OPEX informados pela Gás Brasileiro e Naturgy-SP, uma vez que as concessionárias não apresentam tal discriminação atualmente.

O rateio informado pela Naturgy-SP e considerado no cálculo do valor de OPEX de comercialização considera 40% dos gastos administrativos, 40% do pessoal, 100% de comunicação e marketing, 100% de gestão da aquisição de gás e transporte, e 100% das outras despesas comerciais (Arsesp, 2021; Arsesp, 2020).

O valor de OPEX alocado na comercialização representou, em média, 14% do OPEX total da Naturgy-SP (Arsesp, 2021), 23% do PMSO total da Comgás e 18% do OPEX total da Gás Brasileiro aprovado pela Arsesp (Arsesp, 2020).

O compartilhamento de outras receitas foi proporcionalmente distribuído entre a TUSD e o encargo de comercialização. Não são incluídas despesas de capital no encargo de comercialização.

A Margem Máxima (P0) resulta do somatório das receitas obtidas com a projeção de TUSD e Encargo de Comercialização em relação ao mercado total (cativo + livre).

O valor obtido para TUSD (sem comercialização) é aplicado ao quadro tarifário de margens para obtenção da margem a ser utilizada no Mercado Livre. O valor obtido para

TUSD foi 2,98% inferior à Margem Máxima (P0) para a Naturgy-SP (Arsesp, 2021), 6,79% inferior à Margem Máxima (P0) para a Gás Brasileiro (Arsesp, 2020) e 9,0% inferior à Margem Máxima (P0) para a Comgás.

Para calcular a TUSD-E específica para Auto-importador ou Autoprodutor com rede dedicada primeiro a Arsesp calcula o valor de referência para TUSD-E do segmento. A margem máxima média é obtida pelo mesmo modelo de Fluxo de Caixa Descontado utilizado para cálculo do P0, considerando o volume total previsto, que remunera o  $OPEX_{TUSD-E}$ .

Lembrando que se o investimento da rede de gasoduto específica 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.

O valor de referência para a TUSD-E proposto pela Arsesp na 4ª revisão tarifária da Naturgy-SP é de R\$ 0,0399/m<sup>3</sup> (Arsesp, 2021), para a Gás Brasileiro a Arsesp considerou R\$ 0,0746/m<sup>3</sup> (Arsesp, 2020), e R\$ 0,0396 /m<sup>3</sup> para a Comgás (Arsesp, 2019).

A TUSD-E é obtida pela proporção entre a margem do segmento e a margem média, aplicada à TUSD-E de referência.

A receita obtida pela Concessionária com a aplicação da TUSD Específica (TUSD-E) para um Auto-importador ou Autoprodutor também é considerada Outra Receita a ser descontada da receita requerida no ciclo tarifário.

## **II.1 Adaptação para o caso CEG e CEG Rio**

Para realizar as simulações da metodologia de São Paulo para o Estado do Rio de Janeiro, foram necessárias algumas adaptações devido a disponibilidade dos dados da CEG e CEG Rio, e às diferenças regulatórias.

No âmbito das despesas, apenas as operacionais foram consideradas nas simulações para o Estado do Rio de Janeiro, enquanto São Paulo tem mais quatro rubricas de despesas, a saber Provisão para Devedores Duvidosos (PDD), Pesquisa e Desenvolvimento, e Conservação e Racionalização (P&D e C&R), Taxa de Regulação e Fiscalização e Despesas de Conexão. Já no âmbito das receitas, além das receitas diretas, foram



consideradas apenas receitas correlatas, como sendo 10% das diretas. São Paulo ainda tem receitas acessórias e receitas de atividades Extra Concessão.

Quanto ao OPEX, foram utilizados os dados da proposta da CEG e CEG-Rio para a 4ª revisão tarifária, os itens 6- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; 9- Gastos de Atividade Comercial; e 10- Gastos Serviço a Cliente foram considerados como os correspondentes às atividades de comercialização nas simulações da metodologia para CEG e CEG Rio.

Os cálculos dos valores das TUSD-E no Estado do Rio de Janeiro, foram feitos da seguinte forma:

$$TUSD - E = \text{referência } TUSD - E \times \frac{\text{Margem do segmento}}{\text{Margem média}} \quad (8)$$

$$\text{Margem do segmento} = \frac{\text{Receita}_{\text{segmento}}}{\text{Volume}_{\text{segmento}}} \quad (9)$$

$$\text{Margem média} = \frac{\text{Receita}_{\text{sem } TUSD-E}}{\text{Volume}_{\text{sem } TUSD-E}} \quad (10)$$

em que *referência TUSD - E* é a tarifa que remunera o  $OPEX_{TUSD-E}$ , calculada por meio de fluxo de caixa descontado, considerando o volume total previsto. Cabe aqui destacar que a margem média é calculada por meio dos fluxos de caixa descontados utilizados no cálculo, e não com valores de receita informados por algum agente. A  $\text{Receita}_{\text{segmento}}$  é calculada aplicando a tarifa vigente ao  $\text{Volume}_{\text{segmento}}$  previsto.

$$\text{Receita}_{\text{sem } TUSD-E} = \text{Receita}_{\text{comercialização}} + \text{Receita}_{TUSD} \quad (11)$$

$$\text{Receita}_{TUSD} = \text{Volume}_{\text{sem } TUSD-E} \times t \quad (12)$$

$$\text{Receita}_{\text{comercialização}} = \text{Volume}_{\text{sem } \text{térmicas}} \times p \quad (13)$$

em que  $t$  é a tarifa, calculada por meio de fluxo de caixa descontado, considerando o volume total sem o volume que paga TUSD-E, que remunera os custos operacionais totais descontados os custos referentes a comercialização;  $p$  é a tarifa, calculada por meio de

fluxo de caixa descontado, considerando o volume total sem as térmicas, que remunera os custos referentes a comercialização.

## II.2 Simulações

### II.2.1 Premissas

Como a Deliberação 4.142/2020 da AGENERSA/RJ prevê, inicialmente, aplicação da TUSD-E apenas para novos empreendimentos, as simulações são feitas para novos clientes dos segmentos termelétrico atendidos por gasodutos dedicados construídos pelos empreendedores nas áreas da CEG e CEG Rio.

Para a metodologia de São Paulo, foram feitas 4 simulações para cada concessionária (CEG e CEG Rio). Uma termelétrica hipotética, com consumo específico de 4,74 mil m<sup>3</sup>/dia/MW, utilizada pelo Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural do MME (MME, 2018) para uma central termelétrica a Ciclo Combinado, entrando em operação em 2022. Com capacidade instalada de 1 GW ou 0,5 GW; e fator de capacidade de 30% ou 50%.

Com relação aos dados gerais e das distribuidoras necessários às simulações, foram considerados os dados da proposta da CEG e CEG Rio para a 4ª revisão tarifária. Também foi adotada uma alíquota de imposto de renda e contribuições sociais de 34% e que a térmica hipotética opera todos os dias do ano (365 dias).

Na média do ciclo tarifário 2018-2022, os itens de comercialização correspondem a 25% do OPEX total da CEG Rio e 22% da CEG. Para o ano de 2022, o OPEX da CEG Rio (Tabela 1) seria de R\$ 69,5 milhões (R\$ 94,3 milhões, que é o total, menos R\$ 24,8 milhões, que correspondem às atividades de comercialização). Enquanto o OPEX da CEG (Tabela 2) seria de R\$ 445,5 milhões (R\$ 582,5 milhões, que é o total, menos R\$ 137 milhões, que correspondem às atividades de comercialização).

Tabela 1 – OPEX CEG Rio (Moeda de dez/16)

CEG RIO - OPEX (mil R\$/ano)	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Total	86.189,08	90.367,79	91.091,91	92.573,41	94.281,41	454.503,61
OPEX sem comercialização	64.602,83	68.131,91	68.200,03	68.773,40	69.507,33	339.215,49

Fonte: Proposta CEG Rio 4º Ciclo tarifário

Tabela 2 - OPEX CEG (Moeda de dez/16)

CEG - OPEX (mil R\$/ano)	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
TOTAL	545.132,66	554.813,82	567.123,67	573.228,53	582.502,33	2.822.801,00
OPEX sem comercialização	433.150,10	436.775,99	442.968,13	442.739,43	445.492,38	2.201.126,02

Fonte: Proposta CEG 4º Ciclo tarifário

A fim de ilustrar as etapas de cálculo, serão apresentados os fluxos de caixa descontado de consumidor hipotético representativo com tarifa TUSD-E na área de concessão da CEG Rio. O resultado da TUSD é apresentado na Tabela 3, do Encargo de Comercialização na Tabela 4, Margem Máxima na Tabela 5 e TUSD-E na Tabela 6.

Tabela 3 – CEG Rio (0,5 GW; Fator de Capacidade: 50%) – Fluxo de caixa descontado do ciclo tarifário 2018-2022 – TUSD

Discriminação	Componentes da Fórmula	Valor Presente	Ciclo Tarifário - mil R\$				
		dez/16	2018	2019	2020	2021	2022
Volume Faturado - (1.000 m³) - Sem TUSD-E	VF	6.744.042	1.944.963	1.773.143	1.777.238	1.779.828	1.784.531
(+) Receita Requerida Direta -> Tarifária	RRD	1.121.916	323.557	294.974	295.655	296.086	296.869
(+) Receitas Correlatas	ORC	112.192	32.356	29.497	29.566	29.609	29.687
(+) Receitas Acessórias	ORA	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Atividades Extra-Concessão	OREC	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD	ML	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD-Específica	MLE	33	-	-	-	-	55
(-) Despesas Operacionais	PMSO	250.747	64.603	68.132	68.200	68.773	69.507
(-) PDD	PDD	-	-	-	-	-	-
(-) P&D C&R	PDCR	-	-	-	-	-	-
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas de Conexão	DC	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto de renda/Contrib.Social	IRCS	334.354	99.046	87.155	87.387	87.353	87.415
(-) Investimentos	CAPEX	133.493	45.585	36.758	37.650	27.446	27.947
(-) Variação do Capital de Giro	VarWK	13.727	48.543	-5.058	108	24	-43.617
(-) Base de Capital Inicial	BRRL0	911.578	-	-	-	-	-
(+) Base de Capital Final	BRRLt	508.847	-	-	-	-	852.427
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk		-911.578	98.137	137.484	131.876	142.098	1.037.784
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)		-911.578	79.837	100.881	87.279	84.824	558.757

Valor Presente Líquido = 0  
Taxa Interna de Retorno (TIR) = 10,87%

TUSD - (R\$ / m³)
0,1664

Fonte e Elaboração: Gener

Tabela 4 – CEG Rio (0,5 GW; Fator de Capacidade: 50%) – Fluxo de caixa descontado do ciclo tarifário 2018-2022 – Encargo de Comercialização

Discriminação	Componentes da Fórmula	Valor Presente	Ciclo Tarifário - mil R\$				
			dez/16	2018	2019	2020	2021
Volume Faturado - (1.000 m <sup>3</sup> ) - Sem térmicas	VF	3.003.360	803.110	807.097	811.193	813.782	818.486
(+) Receita Requerida Direta -> Tarifária	RRD	77.179	20.638	20.740	20.846	20.912	21.033
(+) Receitas Correlatas	ORC	7.718	2.064	2.074	2.085	2.091	2.103
(+) Receitas Acessórias	ORA	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Atividades Extra-Concessão	OREC	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD	ML	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD-Específica	MLE	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas Operacionais	PMSO	84.897	21.586	22.236	22.892	23.800	24.774
(-) PDD	PDD	-	-	-	-	-	-
(-) P&D C&R	PDCR	-	-	-	-	-	-
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas de Conexão	DC	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto de renda/Contrib.Social	IRCS	-	-	-	-	-	-
(-) Investimentos	CAPEX	-	-	-	-	-	-
(-) Variação do Capital de Giro	VarWK	-	-	-	-	-	-
(-) Base de Capital Inicial	BRRL0	-	-	-	-	-	-
(+) Base de Capital Final	BRRLt	-	-	-	-	-	-
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk		-	1.115	579	38	-797	-1.638
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)		-	907	425	25	-476	-882

Valor Presente Líquido = 0  
Taxa Interna de Retorno (TIR) = 10,87%

Encargo de Comercialização - (R\$/m <sup>3</sup> )	0,0257
--	--------

Fonte e Elaboração: Gener

Tabela 5 – CEG Rio (0,5 GW; Fator de Capacidade: 50%) – Fluxo de caixa descontado do ciclo tarifário 2018-2022 – Margem Máxima

Discriminação	Componentes da Fórmula	Valor Presente	Ciclo Tarifário - mil R\$				
			dez/16	2018	2019	2020	2021
Volume Faturado - (1.000 m <sup>3</sup> )	VF	6.744.042	1.944.963	1.773.143	1.777.238	1.779.828	1.784.531
(+) Receita Requerida Direta -> Tarifária	RRD	1.199.095	344.195	315.714	316.501	316.998	317.902
(+) Receitas Correlatas	ORC	119.909	34.420	31.571	31.650	31.700	31.790
(+) Receitas Acessórias	ORA	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Atividades Extra-Concessão	OREC	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD	ML	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD-Específica	MLE	33	-	-	-	-	55
(-) Despesas Operacionais	PMSO	335.643	86.189	90.368	91.092	92.573	94.281
(-) PDD	PDD	-	-	-	-	-	-
(-) P&D C&R	PDCR	-	-	-	-	-	-
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas de Conexão	DC	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto de renda/Contrib.Social	IRCS	334.354	99.046	87.155	87.387	87.353	87.415
(-) Investimentos	CAPEX	133.493	45.585	36.758	37.650	27.446	27.947
(-) Variação do Capital de Giro	VarWK	13.727	48.543	-5.058	108	24	-43.617
(-) Base de Capital Inicial	BRRL0	911.578	-	-	-	-	-
(+) Base de Capital Final	BRRLt	508.847	-	-	-	-	852.427
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk		-911.578	99.253	138.062	131.914	141.301	1.036.147
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)		-911.578	80.745	101.306	87.304	84.348	557.875

Valor Presente Líquido = 0  
Taxa Interna de Retorno (TIR) = 10,87%

Margem Média Máxima - P0 (R\$ / m <sup>3</sup> )	Calculado	0,1778
--	-----------	--------

Fonte e Elaboração: Gener

Tabela 6 – CEG Rio (0,5 GW; Fator de Capacidade: 50%) – Determinação da TUSD-E do ciclo tarifário 2018-2022

Discriminação	Componentes da Fórmula	Valor Presente	Ciclo Tarifário - mil R\$				
			dez/16	2018	2019	2020	2021
<b>Volume Faturado - (1.000 m³) - Tudo</b>	<b>VF</b>	<b>6.751.788</b>	<b>1.944.963</b>	<b>1.773.143</b>	<b>1.777.238</b>	<b>1.779.828</b>	<b>1.797.507</b>
(+) Receita Requerida Direta -> Tarifária	RRD	113.976	32.833	29.932	30.001	30.045	30.343
(+) Receitas Correlatas	ORC	11.398	3.283	2.993	3.000	3.004	3.034
(+) Receitas Acessórias	ORA	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Atividades Extra-Concessão	OREC	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD	ML	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD-Específica	MLE	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas Operacionais	PMSO	125.373	32.301	34.066	34.100	34.387	34.754
(-) PDD	PDD	-	-	-	-	-	-
(-) P&D C&R	PDCR	-	-	-	-	-	-
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas de Conexão	DC	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto de renda/Contrib.Social	IRCS	-	-	-	-	-	-
(-) Investimentos	CAPEX	-	-	-	-	-	-
(-) Variação do Capital de Giro	VarWK	-	-	-	-	-	-
(-) Base de Capital Inicial	BRRL0	-	-	-	-	-	-
(+) Base de Capital Final	BRRLt	-	-	-	-	-	-
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk		-	3.814	-1.141	-1.099	-1.337	-1.376
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)		-	3.103	-837	-727	-798	-741

Valor Presente Líquido = 0  
 Taxa Interna de Retorno (TIR) = 10,87%

Referência TUSD-E (R\$/m³)	TUSD-E - (R\$/m³)
0,0169	0,0042

Fonte e Elaboração: Gener

## **APÊNDICE III – EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO FEDERAL E NOS ESTADOS**

### **III.1 A Lei do Gás 11.090/09, a Nova Lei do Gás 14.134/21 e os Princípios da Regulação Tarifária**

O Mercado Livre de Gás decorre de um marco legal que teve seu início com a Constituição Federal de 1988, que em seu artigo 25, § 2º atribui aos Estados a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado e à União a exploração na produção e no transporte de gás canalizado. Em 2009, com a publicação da Lei Federal nº. 11.909, a chamada Lei do Gás, foram introduzidos dois novos agentes no Mercado Livre: o Autoprodutor e Auto-importador, bem como foram estabelecidas regras aplicáveis a este mercado.

Depois de um longo debate e de discussões, foi aprovada na Câmara dos Deputados a Nova Lei do Gás – Lei 14.134/21. A 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; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de

O artigo terceiro da Nova Lei do Gás (Artigo segundo da Lei do Gás 11.909/09) estabeleceu as seguintes definições de Auto-importador, Autoprodutor e Consumidor Livre:

“IV - autoimportador: agente autorizado a importar gás natural que, nos termos da regulação da ANP, utiliza parte ou a totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou em instalações industriais de empresas controladas e coligadas;

V - autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que, nos termos da regulação da ANP, utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações

industriais ou em instalações industriais de empresas controladas e coligadas

XV - consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realiza a atividade de comercialização de gás natural.”

De acordo com as definições acima, fica claro que a principal diferença entre os novos agentes é o fato de o Consumidor Livre adquirir o gás natural de fornecedores habilitados, enquanto as figuras do Auto-importador e Autoprodutor consomem seu próprio gás.

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

A própria Lei 11.909/09 já tinha fixado comandos para a estabelecimento de tarifas de distribuição para os novos tipos de agentes introduzidos no arcabouço regulatório do gás, incluindo quando tais agentes são atendidos por gasodutos exclusivos e dedicados, cabendo aos órgãos reguladores estaduais estabelecerem estas tarifas em consonância com os comandos da lei.

No artigo 29 da Nova Lei do Gás nº 14.134/21 (Art. 46 da Lei do Gás 11.909/09) ficou estabelecido que:

“Art. 29. O consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora de gás canalizado estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora de gás canalizado estadual a sua operação e manutenção, e as instalações e dutos deverão ser incorporados ao

patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, por ocasião da sua total utilização.

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

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pela distribuidora de gás canalizado estadual, na fixação das tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual deverão ser considerados os custos de investimento, de operação e de manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da 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 de gás canalizado 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.”

O Decreto presidencial Nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 detalhou os comandos da Lei 11.909/09. Este Decreto deixou claro que a ANP é responsável por aprovar e registrar as sociedades que desejarem atuar como Autoprodutor ou Auto-importador. O Artigo 64 do Decreto estabeleceu que:

“Art. 64. As sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou autoimportador deverão ser previamente registradas na ANP.



§ 1º O registro de autoimportador somente será concedido a sociedades que estejam autorizadas a desempenhar a atividade de importação.

§ 2º O registro de autoprodutor somente será concedido a sociedades signatárias de contratos com a União para exploração e produção de petróleo e gás natural, com descoberta declarada comercial e plano de desenvolvimento da produção aprovado pela ANP.

§ 3º O registro de autoprodutor para as sociedades que integrem consórcio que se enquadrem no disposto no § 2º será concedido nos limites de sua participação na produção de gás nos referidos consórcios.

§ 4º As sociedades que atuarem como autoprodutor e autoimportador deverão comunicar mensalmente à ANP, nos prazos e nas formas por ela estabelecidos, os volumes de gás natural utilizados em cada uma de suas instalações.

§ 5º Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos III e IV do art. 2º, entende-se como suas instalações aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.

§ 6º As sociedades direta ou indiretamente controladas por outras sociedades que estiverem efetuando a produção ou a importação de gás natural, assim como pelos acionistas controladores da sociedade produtora ou importadora, poderão requerer à ANP o seu enquadramento como autoprodutor ou autoimportador.

§ 7º No caso de sociedades coligadas de sociedade produtora ou importadora, o enquadramento referido no § 6º será proporcional

à participação da sociedade produtora ou importadora no capital da sociedade coligada.”

A partir do estabelecido no Artigo 29 da Lei 14.139 e no Artigo 64 do Decreto 7.382, conclui-se que o Autoprodutor e Auto-importador registrado na ANP e atendido por instalações e dutos para o seu uso específico deverão celebrar contrato com a distribuidora, atribuindo a esta última, no mínimo a operação e manutenção do referido duto. Para isto, é necessário que o regulador estabeleça critérios tarifários.

Ressalte-se que a Nova Lei do Gás traz regramentos específicos para o caso em que a distribuidora é responsável apenas pela operação e manutenção (O&M) e para o caso em que os investimentos nos dutos são feitos pela distribuidora. Ou seja, a metodologia tarifária deve diferenciar estas duas situações. Pelo Artigo 29, fica claro que para o caso em que a distribuidora faz o investimento, este custo deve entrar no cálculo tarifário, enquanto o mesmo deve ser desconsiderado para o cálculo da tarifa de operação e manutenção, caso em que o agente constrói e implanta, diretamente, o gasoduto dedicado. Em ambos os casos, o cálculo tarifário deve ser transparente e respeitar o princípio da razoabilidade, além de considerar as especificidades de cada instalação.

No caso dos agentes livres onde a infraestrutura de gasodutos é dedicada apenas ao suprimento das respectivas unidades consumidoras (ou seja, os dutos podem não levar gás para outros consumidores das distribuidoras), não existe a solidariedade de rede. Ou seja, não há razão objetiva para que o custo desta infraestrutura seja rateado com todos os consumidores. E da mesma forma, os Consumidores Livres atendidos por gasodutos dedicados e isolados da rede não devem compartilhar todos os custos relacionados à ampliação e operação da malha de distribuição, uma vez que não estão conectados a ela. Portanto, a tarifa para estes consumidores deveria considerar os próprios custos de construção, operação e manutenção da infraestrutura dedicada.

Vale ressaltar que a Nova Lei do Gás apresenta critérios e princípios para que os próprios Estados desenhem uma estrutura tarifária que leve em consideração as características das demandas dos Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores. Esta lei aponta a necessidade da observância dos **princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação**. O esforço regulatório para definir um desenho tarifário deve observar também outros princípios regulatórios que fazem parte da

boa prática regulatória. Pode-se apontar ainda os seguintes princípios regulatórios importantes a serem respeitados na definição de tarifas: **i) sustentabilidade; ii) eficiência; e iii) justiça.**

O princípio da sustentabilidade implica que o nível tarifário deve ser suficiente para atrair capitais para investimentos na expansão da rede de distribuição e na continuidade do serviço. Ou seja, a receita permitida pelo regulador deve ser suficiente para cobrir os custos de suprimento e remunerar o capital investido.

A estrutura tarifária deve induzir a eficiência econômica. Ou seja, as tarifas para cada segmento devem incentivar decisões eficientes de consumo, de forma a resultar em maior valor agregado e maior bem-estar social. Essa análise pode considerar aspectos distributivos, evitando privar o consumo de gás de camadas mais vulneráveis através de tarifas sociais.

Pelo princípio da justiça, as tarifas das diferentes categorias de consumo devem refletir o custo real de atendimento de cada categoria e evitar subsídios cruzados, de forma a induzir um comportamento eficiente por parte dos consumidores.

Ressalte-se ainda que o processo de definição tarifária deve ser transparente, tal como já apontado pela Lei 11.909/09. Na definição do nível tarifário, a metodologia de remuneração, os parâmetros e resultados associados devem ser publicados e disponíveis para os agentes participantes no mercado. O mesmo deve ocorrer com a estrutura, os critérios de diferenciação devem ser identificados pelas classes de consumo. Em particular, se houver subsídios cruzados entre diferentes categorias de consumo, é fundamental que tal prática seja transparente e resultado de uma concertação política, e não de decisão discricionária do regulador.

No caso das tarifas de gás natural, ao se buscar estes princípios gerais explicitados acima, é importante levar em consideração uma especificidade, que é o fato deste energético não possuir mercado cativo, isto é, está sempre competindo com energéticos substitutos. Conseqüentemente, para evitar que o gás deixe de ficar competitivo com os energéticos substitutos, as vezes não é viável adotar uma tarifa que reflita os custos (médios ou marginais) de fornecimento a um dado segmento. Neste caso, é fundamental que se respeite o princípio da transparência. Assim, é importante evitar que eventuais subsídios cruzados sejam concedidos por pura pressão política de algum segmento de consumo, sem a devida justificativa econômica.

Passados 10 anos da publicação da Lei 11.909/09, foi publicado a Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A norma trouxe as diretrizes do Novo Mercado de Gás, que é o programa do Governo Federal que visa à formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do país.

A partir da Resolução nº 16 do CNPE os estados passaram a alterar suas resoluções de modo a promover a abertura dos mercados de gás, aprimorando regras de acesso aos supridores.

Em consonância com a Resolução nº 16/2019 do CNPE e a com a determinação expressa do Decreto nº 9.616/2018, o artigo 45 da Nova Lei do Gás estabelece que a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

Importa ressaltar, no entanto, que a aplicabilidade de tarifa específica prevista pelo art. 29 da Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”) não impede o reconhecimento de situações em que a movimentação dita privada do gás natural – aquela realizada em percurso de interesse específico e exclusivo do proprietário - não envolve a prestação de serviço local de gás canalizado, não incidindo, portanto, as disposições do artigo supracitado.

É o caso, por exemplo, de projetos de geração elétrica integrados a terminais de importação de gás natural liquefeito (“GNL”) ou a unidades de produção de gás natural em que uma única pessoa jurídica (o Auto-importador ou o Autoprodutor, respectivamente) implanta e opera tanto a unidade de importação ou produção de gás natural, conforme o caso, quanto a unidade de geração de energia elétrica, ambas as instalações localizadas integralmente dentro do mesmo terreno de propriedade do empreendedor.

Neste modelo de negócio, a unidade de geração e a unidade de importação ou produção estão conectadas por duto que (i) se encontra integralmente dentro de propriedade privada; (ii) não possui qualquer envolvimento com logradouros públicos e propriedade de terceiros; e (iii) não está interconectado a rede estadual de distribuição de gás canalizado. Tampouco ocorre a comercialização do gás, uma vez que o Auto-importador ou Autoprodutor do gás o utiliza, em seguida, como combustível para a geração de energia elétrica.

Neste caso, o gasoduto não possui qualquer projeção externa e a movimentação se dá no interesse específico e exclusivo do proprietário das instalações, não havendo, portanto, necessidade de movimentação do gás que possa ser atendida pela concessionária. Tal gasoduto enquadra-se no conceito de gasoduto interno à instalação industrial, não podendo ser tido como uma instalação de distribuição de gás natural e, tampouco, a referida movimentação ser tida como um serviço público de distribuição de gás canalizado<sup>14</sup>.

Isto porque, o serviço de distribuição de gás natural canalizado, disposto no art. 25, parágrafo 2º, da Constituição Federal e no art. 29 da Lei 14.134/2021 (cujo teor repetiu literalmente o texto do art. 46 da Lei 11.909/2009), pressupõe uma movimentação de caráter público, com uma necessária projeção externa, que tenha relevância para a universalização da rede de distribuição e a continuidade da prestação do serviço de distribuição.

O arcabouço regulatório do setor elétrico disciplinou situação semelhante no âmbito das instalações de distribuição elétrica. Ao regulamentar uma prática bastante comum, de privados construírem linhas elétricas privadas para o seu próprio atendimento, o art. 71 do Decreto nº 5.163/2004 adotou a projeção externa como principal critério de delimitação entre as redes particulares não passíveis de incorporação e aquelas afetas ao serviço público de distribuição, e que, portanto, deveriam ser incorporadas ao patrimônio da concessionária local.

Neste sentido, o Decreto dispõe que seria passível de incorporação a rede particular (i.e., a instalação elétrica, em qualquer tensão) “utilizada para o fim exclusivo de prover energia elétrica para unidades de consumo de seus proprietários e conectada em sistema de transmissão ou de distribuição de energia elétrica” (grifo nosso) (art. 71, § 1º do Decreto nº 5.163/2004)

Por outro lado, não estaria sujeita à incorporação, tampouco objeto de autorização “as redes particulares instaladas exclusivamente em imóveis de seus proprietários”. (art. 71, § 8º do Decreto nº 5.163/2004)

---

<sup>14</sup> BINEMBOJM, Gustavo. Os Regimes jurídicos da movimentação do gás natural por dutos sob a égide da Lei nº 11.909/2009. In: BINEMBOJM, Gustavo. Estudos de direito público: artigos e pareceres. Rio de Janeiro: Renovar, 2015. p. 33-54.

Ou seja, as redes elétricas instaladas integralmente no interior da propriedade privada do usuário não são afetadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica e, portanto, não são de competência da concessionária local de distribuição. A norma vai além e dispensa tais redes internas da necessidade de um ato de outorga, equiparando-as às instalações elétricas que o agente privado possui no interior de suas residências.

A situação é diferente, no entanto, em projetos atendidos por gasodutos específicos conectados à malha de transporte de gás ou outras instalações de terceiros. Neste caso, os gasodutos são dotados de projeção externa, uma vez que não estão restritos à mesma propriedade, envolvendo logradouro públicos e/ou propriedade e instalações de terceiros, e, no caso da conexão com o gasoduto de transporte, fazem uso de uma rede. Pode-se dizer, portanto, que ocorre uma movimentação pública de gás e que este duto é uma estrutura afeta ao serviço local de distribuição de gás, sob o qual recai a competência da concessionária estadual de distribuição.

### **III.2 Iniciativas Estaduais**

Até o presente momento diversos Estados já introduziram regulações referentes à figura dos Autoprodutor (AI), Auto-importador (AP) e Consumidor Livre (CL). Existe uma grande diversidade de tratamento tarifário para os consumidores livres com ramais específicos. Sendo até o momento, São Paulo o Estado que mais avançou no tratamento tarifário específico ao AP, AI e CL.

A seguir será detalhado as particularidades do tratamento regulatório dos Estados que mais progrediram na determinação da tarifa específica ao AP, AI e CL de gás natural.

#### **III.2.1 ARSESP – São Paulo**

Em 2011, a ARSESP lançou a Deliberação de nº 231 que estabeleceu as condições para a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado pelas Concessionárias a Usuários Livres, Autoprodutor e Auto-importador. No Art. 3º que dispõe sobre cobrança da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), consta:

“§ 8º - Os Autoprodutores e Auto-importadores, com redes de distribuição exclusivas e específicas, terão a TUSD aplicada, caso a caso, de forma diferenciada.”

Após a ANP conceder à Petrobras os registros de Autoprodutor e Auto-importador referentes à utilização de gás natural na usina termelétrica (UTE) Euzébio Rocha (EZR), localizada em Cubatão, a ARSESP lançou a Deliberação n° 410/2013, que concede autorização para a Petrobras contratar os serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo como Autoprodutora e Auto-importadora para a UTE EZR.

A Deliberação ARSESP n° 432 de 2013 dispõe sobre a homologação da TUSD-E, “Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Exclusivo e Específico de Autoprodutor e Auto-importador” para a Usina Termoelétrica Euzébio Rocha. No cálculo específico da TUSD-E da UTE EZR, foi considerado que a parcela correspondente aos investimentos (CAPEX) restou nula (zero), uma vez que o autoprodutor construiu e doou à Comgás os ativos presentes neste trecho da rede de distribuição. A tarifa foi, então, fixada em R\$ 0,008769/m<sup>3</sup>, e ficou sujeita aos reajustes tarifários do calendário anual da ARSESP.

Em 2016, no processo de revisão tarifária das Concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo, foi lançada Nota Técnica N° RTG/01/2016 que trata da Metodologia da Revisão Tarifaria da Comgás para o quarto ciclo tarifário (2014 a 2019). O tratamento dado a TUSD-E específica para Autoprodutor e Auto-importador com rede dedicada discriminava o caso em que a Concessionária constrói a rede dedicada do caso em que o usuário (Autoprodutor ou Auto-importador) constrói a rede:

“Quando um Auto-importador ou Autoprodutor é conectado a um duto de distribuição de gás para seu uso específico e exclusivo, o cálculo da TUSD específica (TUSD-E) a ser aplicada deverá considerar as características específicas da rede dedicada e também se o financiamento da construção da mesma foi realizado pela Concessionária ou pelo Usuário (Auto-importador ou Autoprodutor).

Se o investimento para a conexão foi realizado pela Concessionária, a TUSD-E 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 TUSD-E e serão proporcionais ao Valor Bruto da extensão da rede dedicada. Os custos anuais de O&M serão calculados aplicando ao Valor Bruto da rede dedicada (atualizado pelo IGP-M) um coeficiente igual à relação entre os custos anuais reconhecidos a Concessionária pela operação e manutenção de toda a rede de distribuição (sem os custos comerciais) no primeiro ano do Quarto Ciclo e o valor da Base de Remuneração Regulatória Bruta total (atualizado pelo IGP-M) ao início do Quarto Ciclo.”

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 – determinou 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, no entanto, apesar de contar com um elemento de proporcionalidade, não é específica, uma vez que 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. A parcela de OPEX da TUSD-E considera 50% de todos os custos operacionais apresentado no modelo econômico-financeiro da Comgas, descontados a comercialização.

Em agosto de 2020 com vistas a disciplinar o mercado livre, a Arsesp colocou em consulta pública (nº 10/2020 ) a minuta de Deliberação que tem como objeto estabelecer as regras para prestação do serviço de distribuição de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador e as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás Canalizado no Estado de São Paulo. A minuta trata essencialmente da autorização para a atividade de comercialização no mercado livre de São Paulo. A Deliberação aprovada (Deliberação Arsesp nº 1.061/2020<sup>15</sup>) condiciona a comercialização do mercado livre de São Paulo à autorização da Agência estadual, restringindo a atividade apenas a comercializadores registrados em São Paulo.

A Arsesp não estabeleceu limite mínimo de consumo para o Usuário se tornar Usuário Livre ou Usuário Parcialmente Livre<sup>16</sup> no Estado de São Paulo. Porém, além do registro emitido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) enquadrando-o como Autoprodutor ou Auto-importador, os empreendedores deverão obter Autorização da ARSESP para contratar os Serviços de Distribuição, conforme Artigo 32.

Art. 32. Os Autoprodutores e Autoimportadores e também as unidades termoeletricas, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão considerados Usuários Livres.

---

<sup>15</sup> Dispõe sobre as regras para prestação do Serviço de Distribuição de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador, as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás Canalizado no Estado de São Paulo e revoga as Deliberações ARSESP Nº 230/2011, 231/2011, 263/2011, 296/2012, 297/2012 e 430/2013.

<sup>16</sup> Unidade usuária que possua contratação simultânea no Mercado Livre e no Mercado Regulado.

§ 1º. Os Autoprodutores e Autoimportadores deverão obter Autorização da ARSESP para contratar os Serviços de Distribuição.

A Seção VII da Deliberação nº 1.061/2020 trata da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e determina no parágrafo §3º do Artigo 23 que os Autoprodutores e Auto-importadores, com redes de distribuição exclusivas e específicas, terão a TUSD aplicada, caso a caso, de forma diferenciada. Ou seja, os Autoimportadores e/ou Autoprodutores que utilizem a rede de distribuição de gás canalizado de forma específica e exclusiva, vão arcar com uma tarifa do uso do sistema de distribuição específica (TUSD-E).

Apesar de não haver clientes faturados com TUSD-E na área de concessão da Naturgy e da GásBrasiliano, além de não haver previsão de conexão de tais usuários ao longo dos próximos ciclos, a Arsesp aplicou a metodologia de cálculo da TUSD-E para o cômputo da tarifa máxima a ser considerada para o quinto ciclo tarifário da Gas Natural São Paulo Sul S.A. – Naturgy em 2021 e quarta revisão tarifária da GásBrasiliano, realizada em 2020.

### **III.2.2 AGRESE – Sergipe**

Em 2016, a AGRESE lançou decreto que dispõe sobre o novo Regulamento de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de Sergipe. Os artigos 28, § 5º e 29 do de Decreto 30.352 tratam da cobrança da TMOV:

"Art. 28. Os CONSUMIDORES LIVRES, os AUTO-IMPORTADORES e os AUTOPRODUTORES solicitarão proposta para a contratação de MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NA ÁREA DE CONCESSÃO do respectivo CONCESSIONÁRIO, informando a CAPACIDADE DE MOVIMENTAÇÃO CONTRATADA, o PONTO DE RECEPÇÃO, o PONTO DE

ENTREGA, prazo de contratação e demais informações solicitadas pelo CONCESSIONÁRIO, cabendo a este a cobrança da TARIFA DE MOVIMENTAÇÃO DE GÁS (TMOV).

**§5°. A TMOV não se aplica sobre o deslocamento de Gás Natural, para Consumo Próprio, no conjunto de instalações e dutos integrantes de Terminais de GNL e gasodutos de transferência, na forma da legislação federal, de interesse exclusivo de seu proprietário.**

Art. 29. Ressalvado o disposto no Art. 8º, o CONCESSIONÁRIO deverá construir as instalações e os gasodutos necessários para o atendimento às necessidades de MOVIMENTAÇÃO DE GÁS na área de concessão dos CONSUMIDORES LIVRES, dos AUTO-IMPORTADORES e dos AUTOPRODUTORES nos termos do CONTRATO DE CONCESSÃO.

§ 1º. O CONSUMIDOR LIVRE, o AUTOPRODUTOR ou o AUTOIMPORTADOR cujas necessidades de MOVIMENTAÇÃO DE GÁS não possam ser atendidas pela CONCESSIONÁRIO, poderão construir e implantar diretamente, condicionado a aprovação da AGRESE, instalações e dutos para seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua ao CONCESSIONÁRIO a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos serem incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização, conforme disposto no Artigo 46 da Lei (Federal) nº 11.909, de 04 de março de 2009;

§ 2º. Para o caso indicado no § 1º deste artigo, a AGRESE deverá estabelecer o valor a ser abatido da TMOV, considerando os custos de amortização do capital para a construção destas instalações; em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e as especificidades de cada instalação;

§ 3º. O CONSUMIDOR LIVRE, o AUTO-IMPORTADOR ou o AUTOPRODUTOR deverá fornecer ao CONCESSIONÁRIO todas as informações técnicas e econômicas necessárias à execução dos Projetos Básicos, Orçamentos e Estudos de Viabilidade, em prazos adequados e suficientes para o CONCESSIONÁRIO;

§ 4º. O CONCESSIONÁRIO poderá solicitar do AUTOPRODUTOR, do AUTO IMPORTADOR ou do CONSUMIDOR LIVRE, que as instalações mencionadas no § 1º deste artigo, sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros USUÁRIOS, negociando as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem da AGRESE."

A SERGÁS contestou o Decreto 30.352/2016, alegando que as modificações no Regulamento estão em desacordo com o contrato de concessão. Mediante contestação da SERGÁS, a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (AGRESE) solicitou parecer a Secretaria de Estado da Casa Civil a respeito da constitucionalidade e legalidade da minuta de Decreto estadual. Tal manifestação resultou no parecer de número nº 6.817/2016 que dispõe sobre o novo Regulamento de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de Sergipe.

No parecer nº 6.817/2016 foi ressaltado o entendimento da Secretaria de Direito Econômico (SDE), que no Processo Administrativo nº 08000.021008/97-91, ao discorrer sobre a privatização da Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG), considerou que “distribuição de gás” é qualquer transporte a partir do *city gate*. Adicionalmente, a SDE distinguiu os serviços de distribuição e transporte em função da pressão do gasoduto.

A atividade de distribuição é realizada em gasodutos de baixa pressão, entendida como o transporte do gás a partir do *city gate* para os consumidores finais. Enquanto, a atividade de transporte é realizada em dutos de alta pressão, acessível aos grandes consumidores (indústrias e empresas que possuem compressores de gás). A competência Estadual limita-se ao serviço de distribuição de energia, ou seja, a distribuição do gás natural através de dutos aos usuários finais em rede de baixa pressão.

Ademais, consta no Parecer nº 6.817/2016 que inexistente afronta ao contrato de concessão entre o Estado e a SERGÁS, dado que o terminal de GNL será operado dentro do parque industrial do Autoprodutor ou Auto-importador.

“Não há renúncia indevida sobre a cobrança da Tarifa de Movimentação de Gás (TMOV), receita supostamente devido à SERGÁS, quando se percebe que a não incidência da tarifa em tela decorre de simples fato de que na hipótese de incidência o gás movimentado não circulará pelos dutos ou qualquer infraestrutura dutoviária da concessionária.

Como se cobrar TMOV nessa hipótese?? Soaria injusto e absurdo se a AGRESE admitisse fazê-lo, já que se trata do gás usado para consumo próprio dentro das instalações industriais do auto-importador ou autoprodutor.

Não se pode confundir conceito de “tarifa”, que pressupõe contraprestação de serviço com tributo, do qual imposto e taxa são espécies. A TMOV foi criada, e só é devida a SERGÁS, justamente para pagar-lhe o uso de seus dutos, mas não para o uso de dutos alheios.”

Após realização de Audiência Pública nº 001/2019 que recebeu contribuições visando à melhoria e adequação do regulamento dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de Sergipe, e publicação da Nota Técnica 08/2019 que trata da adequação ao Novo Mercado de Gás, foi publicada a Resolução nº 08/2019 que aprova as alterações do Decreto 30.352/2016.

A resolução aprovada estabelece que o consumidor livre tem limite mínimo de 300 mil m<sup>3</sup>/mês, sem restrições de consumo mínimo diário.

Resolução nº 08/2019 estabelece para o caso indicado no § 1º do Artigo 29 do Decreto 30.35/2016, que a AGRESE deverá estabelecer o valor da TMOV-E, considerando apenas os custos de operação e manutenção destas instalações; em observância aos princípios de razoabilidade, transparência, publicidade e as especificidades de cada instalação.

A TMOV-E e a rede de distribuição exclusivas, dedicadas e específicas são definidas no Artigo 3º da Resolução AGRESE nº 08/2019.

“Art. 3º (...)

**XLVIII-A – TARIFA DE MOVIMENTAÇÃO ESPECÍFICA DE GÁS ou TMOV-E:** Estrutura de valores estabelecida em R\$/m<sup>3</sup> que será devida pelos CONSUMIDORES LIVRES, AUTOPRODUTORES OU AUTOIMPORTADORES de forma diferenciada com redes de distribuição exclusivas, dedicadas e específicas

**LIII – REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAS, DEDICADAS E ESPECÍFICAS:** Conjunto de instalações e dutos construídos pelo CONSUMIDOR LIVRE, AUTOPRODUTOR OU AUTOIMPORTADOR para seu uso específico, não interligados ao SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO que, deverão ser incorporados à Concessão mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização” (Resolução AGRESE nº 08/2019).

O § 6º do Artigo 28 determina que a TMOV-E aplicada após a celebração de contrato que atribua a sua operação e manutenção à Concessionária deverá ser estabelecida pela AGRESE com base em **características e custos específicos**.

### **III.2.3 ARSP – Espírito Santo**

Em 14 de dezembro de 2018, a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES GÁS) foi criada, mediante a Lei Estadual nº 10.955. O contrato de concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado com o Estado do Espírito Santo foi assinado em 22 de julho de 2020 e tem prazo de 25 anos. O contrato de concessão já estabelece uma série de regras para o mercado livre de gás canalizado, cabendo destacar que não confere à concessionária direito de exclusividade na comercialização de gás canalizado aos

usuários qualificados como agentes livres de mercado – Consumidor Livre, o Autoprodutor e o Auto-importador.

Visando incentivar o desenvolvimento, competitividade e eficiência do mercado de gás canalizado no Estado do Espírito Santo, alinhado com o Novo Mercado de Gás, com a Lei Estadual nº 11.173/2020 e com o contrato de concessão que estabelecem diretrizes para o Mercado Livre de Gás, a ARSP criou um grupo de trabalho e colocou em Consulta Pública (ARSP Nº 001/2021) a Nota Técnica Conjunta ASTET/GGN Nº 02/2020 e a proposta de Resolução que dispõe sobre as regras para o mercado livre de gás e as condições para prestação do serviço de distribuição de gás canalizado aos Agentes Livres de mercado no âmbito do Estado do Espírito Santo.

A Resolução aprovada - ARSP nº 046, de 31/03/2021 - dispõe sobre as regras para o Mercado Livre de Gás Canalizado e as condições para a prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado aos Agentes Livres de mercado no âmbito do Estado do Espírito Santo e revoga a Resolução ASPE nº 004/2011

O regulamento define ramal dedicado como “todo duto de distribuição, incluindo válvulas, acessórios e outros elementos auxiliares, que inicialmente conecta o Agente Livre de Mercado diretamente a uma fonte de suprimento”.

O capítulo V da Resolução nº 046/21 que dispõe sobre o mercado livre de gás canalizado estabelece o limite mínimo de 10.000 m<sup>3</sup>/dia (dez mil metros cúbicos por dia) para o Consumidor Livre - usuário que firmar contrato de uso do serviço de distribuição com a ES GÁS.

A operação e manutenção do ramal dedicado, que é parte integrante do sistema de distribuição, excepcionalmente, poderão ser delegadas pela ES GÁS ao Agente Livre, ficando sob sua responsabilidade avaliar e controlar se o Agente Livre dispõe de competência técnica e capacidade econômico-financeira; pelo acompanhamento da operação e manutenção do ramal dedicado e por eventuais danos que possam advir desta delegação.

Poderá implantar ramal dedicado o Agente Livre que não for ligado à rede de distribuição ou rede local. O Art. 37 da Resolução nº 046/21 trata da construção do ramal dedicado e estabelece:

Art. 37. A CONCESSIONÁRIA e os AGENTES LIVRES DE MERCADO poderão firmar, mediante mútuo acordo, observado o direito de preferência da CONCESSIONÁRIA em fazer o investimento do RAMAL DEDICADO, contratos que permitam aos AGENTES LIVRES DE MERCADO:

- I. Construir gasodutos e instalações de forma exclusiva;
- II. Construir gasodutos e instalações de forma compartilhada com a CONCESSIONÁRIA;
- III. Arcar integralmente com o custo da construção de gasodutos e instalações pela CONCESSIONÁRIA; e,
- IV. Arcar parcialmente com o custo da construção de gasodutos e instalações pela CONCESSIONÁRIA.

O Agente Livre que já for usuário, ativo ou inativo, do sistema de distribuição as ES GÁS somente poderá implantar ramal dedicado para volumes adicionais à capacidade instalada para o usuário, que devem ser entendidos como a máxima demanda contratada ao longo da vida deste usuário dentro da concessão (Art. 39. da Resolução nº 046/21).

O Agente Livre que implantar o seu ramal dedicado deverá doar o ativo construído e firmar contrato de operação e manutenção do ramal dedicado com a ES GÁS.

Os contratos celebrados na forma do caput poderão conferir aos Agentes Livres a operação e manutenção (O&M) de gasodutos nos termos do §2º do artigo 5º.

Art. 5º. É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento de GÁS até o PONTO DE ENTREGA, assumir os custos decorrentes, bem como operar e manter o SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.

§1º: A instalação interna, construída e conservada nas dependências do USUÁRIO, em conformidade com as normas e os



regulamentos pertinentes, é de responsabilidade do USUÁRIO, e inicia-se no PONTO DE ENTREGA, contemplando toda a infraestrutura de condução e utilização de GÁS.

§2º: A operação e manutenção do RAMAL DEDICADO, que é parte integrante do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, excepcionalmente, poderão ser delegadas pela CONCESSIONÁRIA ao AGENTE LIVRE DE MERCADO, ficando sob sua responsabilidade avaliar e controlar se o AGENTE LIVRE DE MERCADO dispõe de competência técnica e capacidade econômico-financeira; pelo acompanhamento da operação e manutenção do RAMAL DEDICADO e por eventuais danos que possam advir desta delegação.

Quando o Agente Livre for atendido através do ramal dedicado terá tratamento tarifário específico, denominada Tarifa de uso do sistema de distribuição exclusiva de gás canalizado (TUSDE-GÁS)<sup>17</sup>.

Para o cálculo da TUSD-Gás do Agente Livre serão deduzidos o(s) valor(es) referente(s) ao(s) encargo(s) que, conforme critérios técnicos, deixe(m) de existir no segmento de usuário do Agente Livre. Os encargos poderão contemplar, mas, não se limitar a:

- I. Gestão de aquisição de gás e transporte;
- II. As penalidades impostas nos contratos firmados entre a concessionária e supridor (ES) e transportador (ES) de gás, se essas compuserem os gastos tarifários;
- III. Comunicação e marketing;
- IV. Despesas de pessoal do setor comercial;

---

<sup>17</sup> XXXVI. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVA DE GÁS CANALIZADO (TUSDE-GÁS): tarifa fixada pelo REGULADOR a ser cobrada dos AGENTES LIVRES DE MERCADO atendidos por RAMAL DEDICADO;

V. Despesas jurídicas relacionadas com a comercialização de gás canalizado e ativos utilizados especificamente para este fim, que deixaram de ocorrer com a migração do usuário ao mercado livre de gás canalizado;

VI. Despesas de pessoal do centro de custo de suprimento de gás.

O parágrafo §7º do Art. 43 estabelece que cabe a ARSP aprovar a TUSDE-GÁS, que será calculada pela ES GÁS de forma individualizada para os Agentes Livres que atendam ao estabelecido nos artigos 37 a 39<sup>18</sup> da Resolução nº 046/21. Atendendo, assim, o critério de especificidade da TUSD-E estabelecido pela Lei. 14.134/21 (Nova Lei do Gás).

Para o cálculo da TUSDE-GÁS serão considerados (parágrafo §7º do Art. 43), mas, não se limitando à:

I. Remuneração dos investimentos específicos, considerando a taxa WACC vigente, caso os mesmos tenham sido realizados pela concessionária, integral ou parcialmente;

II. Depreciação dos investimentos específicos, caso os mesmos tenham sido realizados integral ou parcialmente pela concessionária;

III. Serviços de Operação e Manutenção, mediante contrato firmado com a concessionária, quando couber;

IV. Remuneração da Outorga;

V. Amortização da Outorga;

VI. Taxa de Fiscalização.

Sobre a TUSDE-GÁS incidem também os demais componentes e encargos tarifários aplicáveis às margens de distribuição aplicáveis aos usuários cativos e/ou eventuais

---

<sup>18</sup> Art. 39. O AGENTE LIVRE DE MERCADO que já for USUÁRIO, ativo ou inativo, do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO somente poderá implantar RAMAL DEDICADO para volumes adicionais à capacidade instalada para o USUÁRIO, que devem ser entendidos como a máxima demanda contratada ao longo da vida deste USUÁRIO dentro da CONCESSÃO, se:

I. Observado o disposto no artigo 37 e 38;

II. Preenchidos os requisitos previstos neste regulamento;

III. Não afetada a modicidade tarifária dos demais USUÁRIOS; e

IV. Observado o equilíbrio econômico-financeiro da CONCESSÃO

tributos exigíveis em face da peculiaridade dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

Nos casos em que o ramal dedicado compreender os volumes adicionais à capacidade instalada para o usuário, incidirá a TUSDE-GÁS, enquanto sobre o volume atendido pela capacidade existente, incidirá a TUSD-GÁS.

A posterior conexão de ramais de terceiros aos ramais dedicados não alterará a incidência da TUSDE-GÁS ao Agente Livre original. Os ramais de terceiros, conforme previsto no caput, não farão jus ao tratamento tarifário específico (TUSDE-GÁS), exceto se pertencer ao mesmo grupo econômico do agente construtor.

#### **III.2.4 ARSEPAM – Amazonas**

Em 17 de março de 2021 foi sancionada a Lei nº 5.420/2021 que regulamenta as figuras dos Consumidores Livres, Consumidores Potencialmente Livres, Autoprodutores e Auto-importadores. O Artigo 11 desta Lei estabelece o volume mínimo de 300 mil m<sup>3</sup>/mês para o Consumidor Livre e define a TUSD:

LIX - TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO (TUSD): estrutura de valores estabelecida em R\$/m<sup>3</sup> cobrada pela concessionária ao consumidor livre, ao autoimportador ou ao produtor, pela prestação dos SERVIÇOS DE MOVIMENTAÇÃO DE GÁS na área de concessão, conforme regulamentação e homologação pelo órgão regulador;

O Consumidor Livre, o Autoprodutor e o Auto-importador poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos dentro de sua propriedade para o seu uso específico e/ou de seu grupo econômico, nos moldes do Art. 58 desta Lei, respeitadas as normas federais.

Caso haja manifestação do poder concedente motivada por benefícios econômicos e sociais ao Estado do Amazonas ou a concessionária não possa implantar o sistema de distribuição para atender ao Consumidor Livre, Autoprodutor ou Auto-importador, este

poderá construir e implantar diretamente o sistema de distribuição específico, observando necessariamente os padrões técnicos da concessionária, devendo celebrar com esta o contrato de operação e manutenção do sistema de distribuição implantado (§ 2º, Artigo 76).

Do Regime Tarifário, o órgão regulador deverá, no caso de consumo especial ou de utilização específica, como no caso de Autoprodutor, Auto-importador e Consumidor Livre, fixar tarifas diferenciadas de fornecimento de gás natural canalizado, considerando as **condições específicas** de garantias, investimento, instalações, de atendimentos e de preços, sem prejuízo da justa remuneração da concessionária (Parágrafo único do Art. 45).

O § 5º do Artigo 50 que trata da fixação de tarifas determina:

“§ 5º Para os casos de consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador, o órgão regulador deverá definir tarifas da concessionária que observem aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às **especificidades de cada instalação** (Grifo nosso)”.

O Consumidor Livre, Autoprodutor ou Auto-importador eventualmente fará uso dos serviços de distribuição de gás natural canalizado prestados pela concessionária, hipótese em que será devida a cobrança da TUSD. Neste, conforme o § 3º do Art. 51, se a tarifa praticada for inferior à TUSD fixada terá como limite mínimo o custo da prestação dos serviços de distribuição do gás natural canalizado contratado, ficando os descontos sujeitos à verificação pelo órgão regulador que poderá exigir as respectivas planilhas, justificando os custos da prestação do serviço.

O § 2º do Artigo 74 estabelece que nos casos nos quais o sistema de distribuição tenha sido implantado e/ou total ou parcialmente custeado pelo próprio usuário interessado, Consumidor livre, Autoprodutor ou Auto-importador, ficará garantida à concessionária a tarifa de operação e manutenção, conforme Art. 58, § 4º desta Lei a ser estabelecida pelo órgão regulador, em observância estrita aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às **especificidades de cada instalação**.

“Art. 58 (...)

§ 2º O usuário interessado, consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela concessionária poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à concessionária 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.”

O Artigo 2º da Lei nº 5.420/21 define o serviço local de distribuição de gás natural canalizado<sup>19</sup>:

Art. 2º O serviço de distribuição de gás natural canalizado consiste na movimentação de gás natural canalizado de interesse geral, com fundamento no art. 25, § 2º, da Constituição Federal, a ser realizado pela concessionária, que poderá movimentar gás próprio ou de terceiros.

§ 1º Não se enquadra como serviço de distribuição de gás natural canalizado para os fins desta Lei a movimentação de gás natural em instalações internas e gasodutos de transferência localizados dentro do limite da propriedade do agente, respeitadas as normas federais.

§ 2º O transporte e distribuição de Gás Natural Liquefeito (GNL) e Gás Natural Comprimido (GNC) não se enquadram como serviços de distribuição e movimentação de gás canalizado.

---

<sup>19</sup> O gás canalizado a que se refere o caput deste artigo, não se limita ao gás natural, podendo se estender a qualquer outra espécie de gás que possa ser movimentado por canalizações.

### **III.2.5 AGENERSA – Rio de Janeiro**

A definição tarifária para Autoprodutores e Auto-importadores vem sendo discutida no Estado do Rio de Janeiro desde agosto de 2010, quando as Concessionárias CEG e CEG Rio apresentaram suas primeiras considerações à AGENERSA. As Concessionárias, argumentaram que as figuras do Autoprodutor (AP) e Auto-importador (AI) se assemelham à do Consumidor Livre, distinguindo-se do consumidor cativo, para os quais já existem parâmetros regulatórios definidos, na forma das Deliberações AGENERSA nº 258/08, com as alterações das Deliberações nº 303/08 e nº 431/09 e nº 257/08, com as alterações das Deliberações nº 304/08 e 430/09. A Petrobras através do Ofício GE-CORP 0001/2011 contestou o entendimento das Concessionárias e solicitou que a AGENERSA editasse estrutura tarifária específica para a UTE Baixada Fluminense (BF), em tempo hábil, para que a mesma pudesse considerá-la em sua participação como Autoprodutor e Auto-importador no leilão de energia A-3 de 2011, visando obter maior competitividade.

A AGENERSA concluiu não ser viável produzir resposta no prazo solicitado pela Petrobras e lançou consulta pública “A lei do Gás e seus Impactos no Estado do Rio de Janeiro”. As ponderações regulatórias para definição das condições gerais e estrutura tarifária para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de Gás natural foi apreciado pelo Conselho Diretor da AGENERSA, resultando nas Deliberações, 1.250/2012, 1.357/2012 e 1.616/2013, que recomendaram 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. Conforme artigo 5 da Deliberação 1.250/2012:

“Art. 5º - Determinar que os estudos para definição da estrutura tarifária do Autoprodutor e Auto-importador sejam remetidos, para fins de análise e consolidação, à Terceira Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO, deverá ser considerada a possibilidade de suas fixações, de acordo parâmetros abaixo (sempre tendo em vista o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão):

i) tarifa de movimentação de gás para o atendimento do Autoprodutor e Auto-importador que considere as especificidades de cada instalação;

ii) tarifas específicas contemplando apenas os custos de operação e manutenção do ramal construído pelo próprio agente para o atendimento da instalação industrial;

iii) tarifas específicas contemplando os custos de operação e manutenção do ramal e o custo de investimento incorridos especificamente na construção do duto realizado pela Concessionária para o atendimento da instalação industrial;

iv) tarifas específicas levando em consideração os investimentos já realizados e em operação, antes e depois da publicação da presente deliberação;

v) outros componentes que sejam consideradas necessárias para o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de concessão.”

Referente a estrutura tarifária para AP e AI no item 17 da Deliberação AGENERSA nº 1.250/2012, consta:

“Art. 17 °. TARIFA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO.

17.1. A TARIFA DE SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO obedecerá aos princípios da estrutura tarifária prevista no CONTRATO DE CONCESSÃO, autorizada pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA-RJ, ou outro Órgão Público que venha a substituí-la.

17.1.1. A TARIFA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, a ser cobrada do AUTOPRODUTOR E AUTO-IMPORTADOR pela prestação do SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO, quando este for atendido por REDE DE GÁS construído pela CONCESSIONÁRIA ou por REDE DE GÁS construída pelo mesmo e conectada ao SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO da

CONCESSIONÁRIA, obedecerá ao previsto no §18 do CONTRATO DE CONCESSÃO. Ou seja, será equivalente à tarifa vigente específica para cada TIPO DE CONSUMIDOR DO MERCADO REGULADO, subtraída dos TRIBUTOS sobre ela incidentes e do custo de aquisição do gás que compõe a mesma.

17.1.2. A TARIFA DIFERENCIADA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, a ser cobrada do AUTOPRODUTOR OU AUTO-IMPORTADOR pela prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, quando este for atendido por REDE DE GÁS construída pelo mesmo e conectada diretamente a um PONTO DE RECEPÇÃO, obedecerá ao previsto no item 17.1.3.

17.1.3. A TARIFA DIFERENCIADA DO SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO será composta por três parcelas, a saber:

- a) OPEX – Custos e despesas operacionais específicos para o TIPO DE CONSUMIDOR à que corresponda à unidade industrial do AUTOPRODUTOR OU AUTO-IMPORTADOR que irá utilizar o GÁS, definidos por ocasião das revisões quinquenais de tarifa;
- b) Remuneração – Remuneração da CONCESSIONÁRIA pela prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, definida por ocasião das revisões quinquenais de tarifa, através da aplicação direta da taxa de remuneração vigente em cada quinquênio tarifário, sobre o valor total da rede de GÁS, que venha a ser reconhecido pela AGENERSA, no processo de aprovação da solicitação de Construção de Rede estabelecido no Anexo IV;
- c) TRIBUTOS – tributos incidentes na prestação de SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO, considerando as especificidades da unidade industrial do AUTOPRODUTOR OU AUTO-IMPORTADOR que irá utilizar o GÁS.”

A Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET) moveu processo judicial nº 0311097-62.2013.8.19.0001, questionando, em suma, que a deliberação nº



1.250/2012 não considera a Tarifa específica de Operação e Manutenção (O&M) para os casos em que a rede de distribuição conectada diretamente a um ponto de recepção foi construída pela própria Concessionária estadual.

Posteriormente, o pleito da Petrobras se estendeu a todas as usinas Termelétricas existentes instaladas no Estado do Rio de Janeiro, e não somente a UTE Baixada Fluminense. As usinas termelétricas (UTES) da Petrobras, Governador Leonel Brizola, Barbosa Lima Sobrinho e Mário Lago se enquadrariam como instalações de Autoprodutores (AP) e Auto-importadores (AI) de gás natural. Petrobras entende que tais UTES são supridas através de ramais cujos investimentos se encontram totalmente recuperados e por isso, entende que a tarifa a ser estabelecida para o AP e AI, nestes casos, deve considerar unicamente os custos de O&M.

Todavia, 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, através de uma revisão extraordinária. Por meio da Deliberação 1.795/2013 a AGENERSA determina que seja retomada a discussão da fixação de tarifas específicas para os agentes Autoprodutores e Auto-importadores.

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.

O Poder Concedente recomendou adotar o fator de ajuste ( $R$ )<sup>20</sup> em 0,775, sob o argumento de ser o patamar adequado, no momento, para atração de novos investimentos, implicando uma redução de 22,5% nas margens da Concessionária. O Art. 1º da Deliberação 3.164/2017, alterado pela Deliberação 3.244/2017, acatou a proposta e determinou o

---

<sup>20</sup> No item 3, é apresentada a fórmula tarifária para Autoprodutores e Auto importadores no Estado do Rio de Janeiro.

desconto de 22,5% para novos empreendimentos Autoprodutores e Auto-importadores atendidos por ramais específicos e exclusivos conectado diretamente a um ponto de um gasoduto de transporte. Enquanto o Art. 2º remete ao próximo processo de Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG Rio, análise da extensão de tratamento similar para empreendimentos existentes.

O Processo-E220073002019 foi instaurado pela AGENERSA para realizar estudos objetivando a reformulação do arcabouço regulatório relacionados aos serviços de distribuição do Estado do Rio de Janeiro, em especial, no que tange ao Autoprodutor, Auto-importador e Consumidor Livre. Após realização da Consulta e Audiência Pública, foi publicada a Deliberação 3.862/19, revogando as Deliberações de nºs 257/2008, 258/2008 e 1.250/2012.

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. Após os embargos à referida deliberação e julgamento pela AGENERSA o processo regulatório administrativo culminou na publicação da Deliberação 4.142 de 2020, preservando o plano da Deliberação 4.068/20, com pequenas alterações.

Esta Deliberação vigente define AP, AI, 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. O Art. 14 também estabelece:

*§1º A parcela de investimento (Capex específico) deverá refletir os custos específicos da instalação para atendimento do Agente Livre, quando financiado pela Distribuidora, utilizando-se dos mesmos critérios de remuneração da base de ativos regulatórios, mês a mês, não sendo permitida sua contabilização e remuneração do gasoduto dedicado sobre os ativos totais da concessão.*

*§2º Os custos operacionais do gasoduto dedicado (Opex específico) serão calculados com base nos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado, excluído os custos com comercialização, sem remuneração adicional.*

*§3º Durante os 3 (três) primeiros anos de vigência desta Deliberação, somente terão direito ao benefício tarifário da TUSD-E, os novos Agentes Livres, abastecidos por gasodutos dedicados construídos a partir da publicação da presente Deliberação.*

*§4º 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 a tarifa específica para uso do sistema de distribuição que considere os custos de investimento, operação e manutenção, dentre outros*

*fatores relevantes, com base nos custos efetivamente realizados pelas Concessionárias.*

## APÊNDICE IV – EXEMPLO NUMÉRICO DA METODOLOGIA GENER-UFF

Passo a passo do cálculo do caso de referência de uma nova termelétrica de 500 MW na rede da CEG Rio, atendida com gasoduto de 0,1 km construído integralmente pelo empreendedor, com despacho esperado de 50%.

$$TUSD - E = \alpha \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces} + (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{segmento} + Rem_{CAPEX}$$

Investimento integralmente custeado pelo empreendedor:  $Rem_{CAPEX} = 0$

**Primeiro Termo:** parcela de OPEX da concessionária que **depende** da extensão de sua rede:

$$\propto \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces}$$

$$\alpha = 70\%$$

$$metro.pol_i = 100 \times 14 = 1.400$$

$$\sum_k metro.pol_k = 1.340.000 \text{ (extensão da rede da CEG Rio em metros)} \times 2 = 2.680.000$$

$$OPEX^{conces} = 94.281,41 \text{ (OPEX Total 2022)} - 24.774,09 \text{ (itens comercialização)} = 69.507,33 \text{ mil Reais (Dez. 2016)}$$

$$OPEX_{km} = 0,7 \times 0,00052 \times 69.507 = 25,42 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

**Segundo Termo:** parcela de OPEX da concessionária que **não depende** da extensão de sua rede:

$$(1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{segmento}$$

$$(1-\alpha) = 30\%$$

$$DM_i = 2,37 \text{ MMm}^3/\text{dia}$$

$$\sum_h^{seg} DM_h = 11,73 \text{ MMm}^3/\text{dia}$$

$$OPEX^{segmento} = \frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} OPEX^{conces} = 0,202 \times 69.507,33 = 14.040,48 \text{ mil Reais (Dez. 2016)}$$

$$OPEX_{comum} = 0,3 \times 0,20 \times 14.040,48 = \text{R\$ } 861,14 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

$$TUSD - E = 25,42 + 861,14 + 0 = 886,56 \text{ (Dez/16)}$$

$$TUSD - E = \mathbf{1.253,36 \text{ (mil reais atualizado IGP - M)}}$$

$$\mathbf{Valor mensal = R\$ 104,45 mil}$$

Observação: Por margem, entende-se receita. A participação do segmento termelétrico no total de receitas é de 20% na CEG Rio, conforme previsão de receitas da proposta da Naturgy na 4ª revisão tarifária

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (2011), Nota Técnica nº 006/2011-SCM. CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE PELA ANP: O CASO DO GASODUTO URUCU-COARI-MANAUS. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-anp-6-2011-scm.pdf>>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (2014), Edital de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP. Disponível em <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Transporte\\_Gas/Edital\\_TG/edital\\_chamada\\_publica\\_01\\_2014\\_14082014.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Transporte_Gas/Edital_TG/edital_chamada_publica_01_2014_14082014.pdf)>.

AGENERSA (2008). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 257. Concessionária Ceg Rio – Condições gerais para fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres – parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Rio de Janeiro. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 304. Concessionária Ceg Rio — condições gerais para fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres — parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão - embargos à deliberação Agenersa nº 257, de 24/06/2008. Rio de Janeiro. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008b). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 258. Concessionária Ceg – condições gerais para fornecimento de Gás canalizado aos consumidores livres – parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Rio de Janeiro. 24 DE JUNHO DE 2008. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008c). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 303. Concessionária Ceg – Atualização de tarifas de GLP, com vigência a partir de 01/09/08. Rio de Janeiro. 29 de agosto de 2008. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2009). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 430. Concessionária Ceg Rio. Condições gerais de fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres - parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Recurso à deliberação Agenersa nº 257/08 integrada pela deliberação Agenersa nº. 304/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2009a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 431. Concessionária Ceg. Condições gerais de fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres - parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Recurso à deliberação Agenersa nº 258/08 integrada pela deliberação Agenersa nº. 305/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2012). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.357. **Concessionária Ceg e Ceg Rio. Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural. Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2012a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 1.250. Concessionárias Ceg e Ceg Rio - condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2013). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.616. **Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores livres de gás natural, com vigência a apartir de 27/05/2013. Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2013a). DELIBERAÇÃO Nº 1.795 DE 29 DE OUTUBRO DE 2013. Rep. - Concessionária CEG RIO - 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: < <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=263168>>. Acesso em: 27 nov. 2018.

AGENERSA (2016). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 2.850. Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural.

**Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2017). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 3.164. Formulações objetivando tratamento tarifário a ser eventualmente concedido na questão do ramal dedicado.

**Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2017a). DELIBERAÇÃO Nº 3.244 DE 19 DE OUTUBRO DE 2017. Concessionárias CEG e CEG RIO - Formulações Objetivando Tratamento Tarifário a Ser Eventualmente Concedido na Questão do Ramal Dedicado. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/diarios/166182107/doerj-poder-executivo-30-10-2017-pg-3>> Acesso em: 18 dez. 2018.

AGENERSA (2019). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 3.862. Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2020). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 4.068. Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2020a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 4.142. CEG e CEG RIO - Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGRESE (2016). DECRETO Nº 30.352 DE 14/09/2016. Regulamento dos serviços locais de gás canalizado no estado de Sergipe. Disponível em < <http://www.agrese.se.gov.br>> Acesso em: 14 dez. 2018.

AMAZONAS (2021). Lei nº 5420 de 17 de março de 2021.

ARSESP (2011). DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 231, de 26-05-2011. Dispõe sobre as condições da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado a USUÁRIOS



LIVRES. São Paulo. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 28 nov. 2018

ARSESP (2013). DELIBERAÇÃO ARSESP N° 410. Dispõe sobre a outorga da autorização para Petróleo Brasileiro S.A contratar os serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo como Autoprodutora e Autoimportadora para UTE Eusébio Rocha. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 27 nov. 2018

ARSESP (2013a). DELIBERAÇÃO ARSESP N° 432. Dispõe sobre a homologação da TUSD-E, “Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Exclusivo e Específico de Autoprodutor e Autoimportador” para a Usina Termoelétrica Euzébio Rocha. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 28 nov. 2018

ARSESP (2016). NOTA TÉCNICA N° RTG/01/2016. Revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do estado de São Paulo. Metodologia da revisão tarifária da Comgás. Quarto ciclo tarifário (2014 a 2019). Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018

ARSESP (2018). NOTA TÉCNICA PRELIMINAR. NT.F-0029-2018. Proposta de metodologia a ser aplicada na 4ª revisão tarifária ordinária da companhia de gás de São Paulo – Comgás. São Paulo. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 20 jan. 2019.

ARSESP (2019). 4ª Revisão Tarifária Ordinária. Companhia de Gás de São Paul - Comgás. Audiência Pública n° 01/2019. Abril de 2019. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 20 abril. 2021.

ARSESP (2020). Cálculo da margem máxima, fator x e estrutura tarifária. 4ª revisão tarifária ordinária da Gas Brasileiro Distribuidora S.A. – GBD. Nota técnica final -0069-2020. Novembro de 2020. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 20 abril. 2021.

ARSESP (2020a). DELIBERAÇÃO ARSESP N° 1.061, DE 06 DE NOVEMBRO DE 2020. Dispõe sobre as regras para prestação do Serviço de Distribuição de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador, as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás Canalizado no Estado de São Paulo e revoga as Deliberações ARSESP N° 230/2011,

231/2011, 263/2011, 296/2012, 297/2012 e 430/2013. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 20 abril. 2021.

ARSESP (2021). Nota técnica preliminar. Proposta de cálculo da margem máxima, fator x e estrutura tarifária. 4ª revisão tarifária ordinária da Gas Natural São Paulo Sul S.A. - Naturgy. NT.F-0015-2021 março de 2021. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: 20 abril. 2021.

ARSP (2021). RESOLUÇÃO ARSP Nº 046, de 31/03/2021. Dispõe sobre as regras para o Mercado Livre de Gás Canalizado e as condições para a prestação do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado aos Agentes Livres de Mercado no âmbito do Estado do Espírito Santo e revoga a Resolução ASPE nº 004/2011.

BRASIL. (2009). Lei 11.909, de 4 março de 2009. Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/)> Acesso em: 20 abril. 2021.

BRASIL (2021). Lei 14.134, de 8 abril de 2021. Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm)> Acesso em: 20 abril. 2021.

BRASIL (2010). Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Brasília, DF. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm)>. Acesso em: 18 dez. 2018.

EPE (2014). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Ministério de Minas e Energia – MME.

F1F9 (2021). A Practical Guide to Opex Modelling in Oil & Gas. Disponível em <<https://www.f1f9.com/resources/practical-guide-opex-modelling>>.

MME (2020). Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. EDIÇÃO. Nº 134. Destaques do mês de abril de 2018.

MME/EPE. (2016). Programa Gás para Crescer: Diretrizes Estratégicas. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer>> Acesso em: 22 nov. de 2017.

PROCURADORIA GERAL DO ESTADO DE SERGIPE (2016). PARECER Nº 6817/2016. PROCESSO nº 010.000.01244/2016-3. Análise de Minuta de Decreto

Estadual que Visa Dispor Sobre o Novo Regulamento de Distribuição de Gás Canalizado. Disponível em < <http://www.agrese.se.gov.br/>> Acesso em: 14 dez. 2018.

SERGIPE (2016). PARECER N° 6817/2016. PROCESSO n° 010.000.01244/2016-3. Análise de minuta de decreto estadual que visa dispor sobre o novo Regulamento de Distribuição de Gás Canalizado. Secretaria do Estado da Cisa Civil – SECC.


---

**Contribuição GENER-UFF para a Consulta Pública 01/2021 – Processo nº SEI-220007/002145/2020**

---

**De :** Luciano Dias Losekann <lucianolosekann@id.uff.br> seg, 03 de mai de 2021 16:58

**Assunto :** Contribuição GENER-UFF para a Consulta Pública  
01/2021 – Processo nº SEI-220007/002145/2020

 1 anexo

**Para :** consultapublica@agenersa.rj.gov.br

**Cc :** Jose Bismack Vianna de Souza  
<bis.01@globo.com>

Prezados,

Encaminho anexada a contribuição do GENER-UFF para a metodologia TUSD e TUSD-E, tema da consulta pública 01/2021 da Agenesra, Processo nº SEI-220007/002145/2020.

Nome - Luciano Losekann (coordenador da contribuição)

Endereço completo - Rua Barão de Lucena, 115, apto 1606 Botafogo. Rio de Janeiro - RJ.

Forma de contato - [lucianolosekann@id.uff.br](mailto:lucianolosekann@id.uff.br)

Nome da empresa ou instituição que representa - Grupo de Energia e Regulação (GENER) da Universidade Federal Fluminense (UFF).

Estamos disponíveis para esclarecimentos.

Atenciosamente,

Luciano Losekann

--

Luciano Losekann

Grupo de Energia e Regulação - Gener

Professor Associado - Faculdade de Economia - UFF

Vice-diretor da Faculdade de Economia - UFF

Vice-Presidente da Associação Brasileira de Estudos em Energia (AB3E)

55 21 996023831

---

 **Contribuição GENER UFF CP 01 2021 TUSD E.pdf**  
781 KB

---