



Razões Finais da Contribuição da Faculdade de Economia da UFF para a consulta pública da “Proposta da Naturgy de Metodologia de Cálculo da TUSD-E”

Esse documento tem o objetivo de complementar a proposta de metodologia de cálculo da Tarifa Específica para o Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) elaborado pelos pesquisadores do Grupo de Energia e Regulação (GENER) da Faculdade de Economia da UFF, como contribuição à Consulta Pública da Agenersa.

Este documento detalha a proposta metodológica apresentada pelo GENER, e apresenta uma simulação da metodologia proposta para um novo projeto hipotético do segmento termelétrico na área de concessão da CEG Rio.

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 definida em valor fixo anual. A metodologia tem como inovação principal a distinção entre os itens de OPEX que dependem da extensão da rede, dos itens de OPEX que não dependem da extensão. Esta proposta busca estabelecer tarifa justa através desta separação dos custos. Assim, os consumidores a TUSD-E seriam solidários com os demais consumidores naqueles custos que são comuns a todos e que não dependem da extensão da rede; e contribuiriam para o restante dos custos proporcionalmente à extensão do ramal dedicado.

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 totais. Os gastos com manutenção da rede, por exemplo, dependem da extensão da rede. Da mesma forma, o diâmetro dos dutos afeta os custos de manutenção.

A metodologia proposta não considera os custos os itens relativos ao custo de comercialização e publicidade e propaganda. Estes custos não devem ser repassados aos agentes livres que devem negociar o suprimento de gás por sua conta e risco. Por fim, a metodologia contempla a possibilidade de a concessionária participar no investimento da construção do ramal específico e receber remuneração pela sua participação no investimento (CAPEX).

A seguinte fórmula foi proposta para metodologia tarifária proposta:

$$\text{TUSD-e} = \alpha \frac{\text{metro.pol}_i}{\sum_k \text{metro.pol}_k} \text{OPEX}^{\text{conces}} + (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} \frac{t^{seg} \cdot D^{seg}}{t^{média} \cdot D^{total}} \text{OPEX}^{\text{conces}} + \% \text{ Invest}^{\text{Conces}} \times \text{Remun. Capex}$$

Onde:

- α - Parcela dos custos operacionais influenciados pela extensão
- $(1-\alpha)$ - Parcela dos custos operacionais que não dependem da extensão
- metro.pol_i – extensão e diâmetro do gasoduto dedicado ao atendimento do Agente Livre i .
- $\sum_k \text{metro.pol}_k$ – Somatório do produto da extensão vezes o diâmetro da rede de gasodutos da concessionária.
- $\text{OPEX}^{\text{conces}}$ – OPEX da concessionária excluindo os itens relativos ao custo de comercialização e publicidade e propaganda
- DM_i – Demanda máxima do Agente Livre i .
- $\sum_h^{seg} DM_h$ - Somatório da demanda máxima do segmento termelétrico
- t^{seg} – Tarifa do segmento termelétrico
- D^{seg} – Demanda do segmento termelétrico prevista na revisão tarifária
- $t^{média}$ – Margem de distribuição
- D^{total} – Demanda total prevista na revisão tarifária
- $\% \text{ Invest}^{\text{Conces}}$ – Participação da Concessionária no investimento total do gasoduto dedicado
- Remun. Capex - Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando A depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

O primeiro termo, que é parcela de OPEX da concessionária que depende da extensão de sua rede é calculada através do produto de três fatores: i) a parcela independente da distância (α); ii) da razão entre o metropol (extensão multiplicada pelo diâmetro) do ramal

dedicado e o total de metropol da rede da concessionária¹; iii) e da estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzidos dos custos de comercialização.

O segundo termo considera a parcela de OPEX da concessionária que não depende extensão de sua rede. Este termo é calculado pelo produto de quatro fatores: i) a parcela dependente da distância ($1-\alpha$); ii) a participação da demanda do cliente termelétrico do ramal dedicado na demanda total do segmento termelétrico; iii) participação das receitas do segmento de geração termelétrica sobre a receita total da concessionária, conforme previsto na revisão tarifária (estrutura tarifária); iv) estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzidos dos custos de comercialização.

O terceiro termo 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) participação da concessionária no investimento; ii) remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

Para ilustrar a aplicação da metodologia consideramos o caso hipotético de um novo agente livre do segmento termelétrico hipotético que entraria em operação em 2021 na área de concessão da CEG Rio. Essa termelétrica teria capacidade de geração de 1000 MW e seria atendida através de um ramal dedicado de 10 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro. O consumo específico da central seria 4,74 mil m³/dia/MW, que corresponde de referência utilizado pelo MME para uma central termelétrica a Ciclo Combinado. A demanda máxima da termelétrica é 4,74 milhões de m³/dia.

Consideramos a proposta de revisão submetida pela CEG Rio do 4º ciclo tarifário para definir parâmetros de cálculo desse exercício. Na classificação do OPEX da proposta (ANEXO 7), identificamos os itens que correspondem à atividade de comercialização e que não devem compor a tarifa de distribuição de agentes livres (TUSD-E): “6- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas” e “9- Gastos de Atividade Comercial”. Na média do ciclo tarifário, esses itens correspondem a 25% do OPEX total da CEG Rio.

¹ Na contribuição original, propomos a consideração desse componente calculado por segmento. No entanto, os dados de distância e diâmetro não são classificados por segmento. Assim, sugerimos realizar o cálculo

Para o ano de 2021, o OPEX da concessionária seria de R\$ 75,3 milhões (R\$ 100,3 milhões, que é o total, menos R\$ 25,0 milhões, que correspondem a atividades de comercialização).

Consideramos que os itens de OPEX “2- Manutenção e Conservação”, “10- Gastos Serviço a Cliente” e “17- Custos de Perdas de Gás” são despesas que dependem da extensão da rede. Esses itens correspondem 31% do OPEX de distribuição (excluídos os itens de comercialização) durante o ciclo tarifário. Essa percentagem corresponde ao α da metodologia proposta. A parcela do OPEX que não depende da extensão da rede ($1 - \alpha$) seria 69%.

Como os dados de diâmetro da rede de gasodutos não estão disponíveis, optamos por realizar o exercício considerando apenas a extensão dos gasodutos. Como os gasodutos dedicados têm diâmetro bastante superior à média dos dutos da concessionária, essa simplificação implica em subestimação da TUSD-E nessa simulação. Como a extensão total da rede da CEG Rio é de 1.340 km, valor de 2018, a extensão do ramal dedicado representa 0,7% da extensão total da rede da concessionária. Assim, a parcela da TUSD-E correspondente ao OPEX dependente da distância é de R\$ 174 mil.

A parcela do OPEX que não depende da extensão da rede ($1 - \alpha$) que contempla os demais itens do OPEX é de 69%. O OPEX do segmento termelétrico foi estimado a partir da estrutura tarifária vigente. Identificamos na proposta a receita que a concessionária esperava obter do segmento termelétrico no ciclo tarifário, que representaria 18% da receita total (tabela 1). Assim, assumimos que a parcela do OPEX do segmento termelétrico teria a mesma proporção do OPEX total. Dessa forma, o OPEX da atividade de distribuição no segmento termelétrico é de R\$ 13,8 milhões no ano 2021 (18% x R\$ 75,3 milhões).

Tabela 1 – Receita prevista do segmento termelétrico e receita total da CEG Rio – 2018-2022 – R\$ milhões

	2018	2019	2020	2021	2022	Média
Receita de Térmicas	46,02	41,94	41,94	41,94	41,94	42,76
Receita Total (Margem)	229,50	229,35	233,47	237,53	241,61	234,29

Fonte: Proposta CEG Rio 4º Ciclo tarifário

A parcela não dependente da distância seria remunerada a partir da demanda máxima dos agentes livres. No caso termelétrico, a demanda máxima da área da CEG Rio hoje corresponde a 9,4 milhões m³/dia, que corresponde ao despacho pleno das termelétricas Mário Lago e Norte Fluminense. Com a entrada em operação da termelétrica hipotética, o consumo máximo alcançaria 14,1 milhões de m³/dia e termelétrica representaria 33,6% da demanda máxima do segmento.

A parcela anual do OPEX não dependente da distância desse agente livre seria de R\$ 3,2 milhões (69% x 33,6% x 18% x R\$75,3 milhões).

Para a parcela de remuneração do CAPEX, consideramos dois cenários. No primeiro, o investimento é realizado integralmente pelo empreendedor e essa parcela é nula. No segundo caso, a concessionária participa com 50% dos investimentos no ramal específico. Para calcular o investimento no ramal específico utilizamos o valor de referência de custo de metropol de US\$ 91,23/metropol e uma taxa de câmbio de R\$ 4,20/US\$. Assim, o investimento no ramal de 10km com 14 polegadas de diâmetro seria de R\$ 53,6 milhões. Construímos um fluxo de caixa considerando uma vida útil de 30 anos desse investimento, com uma taxa de remuneração de 10,87%, corresponde à proposta da CEG Rio. O fluxo de caixa permite incorporar os efeitos fiscais da remuneração e depreciação. Consideramos, alíquota total (IR+CSLL) de 34%². No cenário de participação de 50% da concessionária, a parcela de remuneração de CAPEX seria de R\$ 4,4 milhões anuais.

Assim, segundo nossas simulações, a termelétrica hipotética pagaria um valor anual de TUSD-E de R\$ 3,37 milhões no caso em que realiza a totalidade do investimento e R\$ 7,79 milhões no caso em que a metade do investimento seja realizada pela concessionária. Estes valores não variam com o volume de gás efetivamente consumido. Para fins de comparação com a forma de tarifação atual, podemos estimar o quanto essa tarifa corresponderia em valores de m³ consumido em diferentes cenários de despacho. Considerando uma demanda máxima da termelétrica (consumo de 4,74 milhões de m³/dia) a tarifa seria de R\$ 0,0019/m³ R\$ 0,0045/m³. Se a termelétrica é utilizada 30%

² Os demais tributos que incidem sobre o preço final (ICMS, PIS, COFINS) não estão considerados nesse cálculo.

do tempo, a tarifa correspondente seria, respectivamente, de R\$ 0,0065/m³ consumido e R\$ 0,0150/m³ consumido.

Prof. Luciano Losekann

Prof. Edmar de Almeida

Profa. Niágara Rodrigues