



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
Conselho Diretor

PARECER Nº 22/2021/AGENERSA/CAPET
PROCESSO Nº SEI-220007/002145/2020
INTERESSADO: GABINETE DO CONSELHEIRO SÍLVIO CARLOS SANTOS FERREIRA
ASSUNTO: Arcabouço Regulatório para Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre

NOTA TÉCNICA AGENERSA/CAPET Nº 001/2021

Data: 25/01/2021

Concessionária: CEG e CEG-Rio

Em atendimento ao Despacho 10833664 e sucedâneos, emitimos o presente Parecer, para cumprimento dos artigos 13 e 14, §§ 1º, 2º e 3º, da Deliberação AGENERSA 4142/2020^[1], como segue:

Das etapas iniciais do processo

1. O tema foi tratado em processo físico, de número E-22/007.300/2019, do qual foi exarada a Decisão mencionada no caput desta Nota Técnica. Sem a necessidade de rememorá-las, cabe informar que, no feito, foram editadas, ainda, as Deliberações 3163/2017, 3243/17, 3862/2019, 3967/19 e 4068/20;

1.1. Ressalve-se, igualmente, que o trâmite do presente independe de haver ou não recursos administrativos contra a Deliberação 4142/20;

2. É importante apresentar uma caracterização do cliente cativo, que é aquele que está conectado a um ramal pré-existente, cadastrado em uma categoria tarifária por destinação do insumo (opção pelo uso, em detrimento da opção pela forma de aquisição), que possui relação comercial direta e, presumivelmente, estável, com o fornecedor de gás, cuja atuação, no caso estrito, é mista de transportador e comercializador (ambas as funções condensadas no serviço de distribuição de gás canalizado, previsto em instrumento concessivo). As regras em vigor garantem certas liberalidades como, caso seja de seu interesse, adquirir o insumo diretamente do produtor. Esta é a situação específica tratada no processo físico mencionado no tópico 1., com a regulamentação do 'Agente Livre', igualmente previsto em contrato de concessão. Faz-se justo, entretanto, que seja pago ao distribuidor (aqui sem sua condição de comercializador) uma tarifa pela utilização da rede, calculada a partir da margem de distribuição.

A Deliberação 4142/2020 foca na montagem da tarifa especial a partir da eliminação dos chamados Gastos de Atividade Comercial, ou Custos de Comercialização, pois são aqueles vinculados às atividades de prospecção e captação de novos clientes, bem como à aquisição de gás. Em tese, a partir do momento em que em que um cliente passa a assumir estas funções de forma direta, uma remuneração desta parcela às Delegatárias constituiria uma duplicidade de pagamento.

A implementação de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD para os segmentos de clientes que não adquiram a molécula diretamente das Distribuidoras é um pressuposto de incentivo ao aumento da concorrência na oferta de gás natural aos consumidores, mas, concomitantemente, garantindo que o serviço de distribuição seja

permanente e sustentável;

Das análises - A tarifa TUSD

3. O presente estudo parte das propostas formuladas pelo Grupo de Trabalho da IV Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG-Rio, especificamente no que tange à determinação do OPEX e às parcelas elegíveis, especificamente os gastos de atividade comercial, nos quais as Concessionárias não incorrerão, por serem exercidos pelos chamados Agentes Livres.

Reforçamos que os consumidores cativos (mesmo aqueles que possam ser considerados como consumidores potencialmente livres) que optem por ser atendidos pela concessionária inclusive quanto ao fornecimento da molécula, deverão pagar a tarifa normal correspondente a seu segmento e faixa tarifários.

A tarifa TUSD torna-se, portanto, um incentivo por influenciar na composição do segmento tarifário do Agente Livre.

Trazemos, então, os quadros totalizados pelo referido GT:

3.1. OPEX CEG

PROPOSTA GT

CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
· Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
· Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teletendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Seviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805

3.2. OPEX CEG-Rio

PROPOSTA GT						
CEG-Rio - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	58.932	51.847	49.405	51.316	53.315	264.814
Aluguéis	713	103	105	105	105	1.130
Manutenção e Conservação	9.046	8.131	8.499	8.883	9.285	43.843
- Bens Imóveis e Construções	1.205	890	930	972	1.016	5.014
- Equipamento de Informática	0	1	1	1	1	3
- Veículos	111	119	125	130	136	622
- Instalações Técnicas	5.507	5.402	5.647	5.902	6.169	28.627
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	2.053	1.845	1.928	2.016	2.107	9.949
· Emergência	2.600	2.500	2.613	2.731	2.854	13.297
· Manutenção de Instalações Industriais	854	1.058	1.106	1.156	1.208	5.381
- Outro Imobilizado	2.223	1.718	1.796	1.877	1.962	9.577
Utilidades e Serviços	2.797	1.213	1.268	1.325	1.385	7.988
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	1.716	326	341	357	373	3.113
- Telefone e Outras Comunicações	737	563	589	615	643	3.147
- Correio	319	307	320	335	350	1.631
- Material de Escritório	10	8	9	9	10	46
- Outros	16	8	9	9	10	52
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	2.407	12.328	8.102	8.150	8.201	39.188
- Serviços Gerais	1.300	1.007	1.052	1.100	1.150	5.609
- Serviços Corporativos	650	11.297	7.024	7.024	7.024	33.019
- Royalties	457	24	25	26	28	560
Serviços Profissionais Independentes	2.997	1.639	1.713	1.791	1.872	10.011
- Auditorias	314	324	339	354	371	1.703
- Assessorias Técnicas	394	269	281	293	307	1.543
- Jurídicos	1.027	695	726	759	793	3.999
- Outros Serviços	1.262	351	367	384	401	2.765
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	1.466	1.048	1.095	1.145	1.196	5.949
Seguros	507	495	517	541	565	2.625
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	154	119	124	130	136	662
- Despesas de Viagem	1	0	0	0	0	1
- Transportes e Fretes	153	119	124	130	136	662
Gastos de Atividade Comercial	11.879	7.892	8.249	8.621	9.011	45.653
Gastos Serviço a Cliente	7.178	6.523	6.818	7.126	7.448	35.093
- Leitura de Medidores	3.014	2.729	2.852	2.981	3.116	14.692
- Cobrança Bancária	557	622	650	680	710	3.219
- Inspeções Periódicas	207	119	124	130	135	714
- Serviços de Teleatendimento	673	487	509	532	556	2.756
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	2.098	1.819	1.901	1.987	2.077	9.881
- Custo de Atendimento ao Cliente	412	624	653	682	713	3.084
- Controle de Qualidade de Serviços	217	124	129	135	141	747
Outros Serviços Exteriores	9.816	2.666	2.787	2.913	3.044	21.226
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	9.816	2.640	2.760	2.885	3.015	21.116
- Colaborações Externas	0	26	27	28	29	110
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	-674	584	610	637	666	1.823
- Outros Gastos de Exploração	232	-28	-30	-31	-32	110
- Tributos	-905	612	640	669	699	1.713
Gastos de GNC	10.646	9.107	9.519	9.950	10.400	49.622
DESPESAS DE PESSOAL	3.443	3.575	1.594	1.594	1.594	11.800
OUTRAS DESPESAS	-1.231	881	2.389	2.497	2.610	7.145
- Provisões	3.268	2.123	2.219	2.319	2.424	12.354
- Perdas de Gás	-4.768	-1.404	0	0	0	-6.172
- Custos de odorizantes	269	162	170	177	185	963
Total - OPEX	61.143	56.303	53.388	55.407	57.519	283.759

4. No Quadro relativo à CEG, vislumbra-se uma proposição de OPEX total para o quinquênio da ordem de R\$ 1.732.805.000,00, em valores de dezembro/2016;

4.1. Os gastos de atividade comercial são propostos para o montante de R\$ 111.546.000,00, mesma base do caput;

4.2. O total representa 6,44% do OPEX proposto;

5. No Quadro relativo à CEG-Rio, vislumbra-se uma proposição de OPEX total para o quinquênio da ordem de R\$ 283.759.000,00, em valores de dezembro/2016;

5.1. Os gastos de atividade comercial são propostos para o montante de R\$ 45.653.000,00, mesma base do caput;

5.2. O total representa 16,01% do OPEX proposto;

6. Formulamos nossa proposta de que a TUSD definitiva, para o presente ciclo contratual, seja estabelecida da seguinte forma:

6.1. $CEG > TUSD = \text{margem do segmento} - (\text{margem do segmento} * 0,0644)$;

6.2 $CEG\text{-Rio} > TUSD = \text{margem do segmento} - (\text{margem do segmento} * 0,1601)$.

Das análises - A tarifa TUSD-E

7. A exemplo da proposta para a tarifa TUSD, o presente estudo parte dos pressupostos dos trabalhos da IV Revisão Quinquenal, fundamentalmente as propostas do Grupo de Trabalho, de forma a manter uma coesão técnica entre as proposituras. A fundamentação da ideia de tarifa especial está lastreada na remuneração tarifária pela apropriação dos custos operacionais e de manutenção intrínsecos a cada trecho explorado, excluídos os gastos de atividade comercial, da mesma forma que a TUSD.

Preliminarmente, é preciso destacar a existência de 02 (duas) situações principais relacionadas ao abastecimento do Agente Livre:

a) Quando há um duto de distribuição de uso exclusivo construído pela Concessionária;

b) Quando há um duto de distribuição de uso exclusivo construído pelo Agente Livre;

Na primeira situação, a TUSD-E deve incluir a remuneração do investimento realizado pela Concessionária, partindo-se dos mesmos critérios de remuneração da Base de Ativos Remunerados - BAR, elaborada nos trabalhos de revisão quinquenal, mas sem incluir o bem na lista. Esta situação se aplica aos dutos construídos em regime de co-participação.

Na segunda situação, não há qualquer remuneração de investimentos, pois o entendimento é de que a construção do duto seja bancada pelo Agente Livre.

7.1. Uma regra básica para definição e cálculo da TUSD-E inclui a desagregação de custos de distribuição e comercialização, bem como a classificação e distribuição de custos que melhor atendam a especificidade e razoabilidade da rede, além da sustentabilidade do serviço de distribuição.

Na abordagem específica dos investimentos (CAPEX) da TUSD-E, deverão ser refletidos os custos específicos para atendimento do usuário. Reforce-se que os investimentos específicos para a rede dedicada não devem ser incluídos na BAR comum da concessão.

E ainda há a questão do OPEX, onde deverão ser consideradas aquelas rubricas estritamente necessárias à efetiva operacionalização e manutenção do ramal dedicado. Retornando às tabelas dispostas nos tópicos 3.1. e 3.2., é preciso avaliar o peso de gastos com manutenção e conservação, utilidades e serviços, gastos de serviço a clientes e pessoal.

7.2. Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária

$$TUSD-E = OPEX_{\text{médio}} + O\&M_{\text{médio}}$$

Onde:

$$OPEX_{\text{médio}} = (OPEX_{\text{específico}} / OPEX_{\text{total}}) / 5$$

Sendo:

$OPEX_{\text{específico}}$ = Somatório dos valores totais das rubricas:

- > Manutenção e conservação
- > Gastos serviço a cliente
- > Outros
- > Despesas de pessoal
- > Outras despesas
- > sub-rubrica Transportes e fretes

$OPEX_{\text{total}}$ de Trabalho = Valor total da proposta de OPEX para a IV Revisão Quinquenal, conforme proposta do Grupo

E onde:

$$O\&M_{\text{médio}} = (TR * CONSTRUÇÃO) / (CONSUMO)$$

Sendo:

CONSUMO = Consumo anual contratado, em m³

TR = Taxa de Remuneração aprovada para o ciclo contratual no processo de revisão quinquenal, em valor ordinário;

CONSTRUÇÃO = Custo de referência para a construção de gasodutos, em R\$, obtido a partir da seguinte equação:

CONSTRUÇÃO = CUSTO BASE * EXTENSÃO * DIÂMETRO DO DUTO

O detalhamento é:

DIÂMETRO DO DUTO - Medida, em polegadas, do diâmetro da tubulação empregada;

EXTENSÃO - Comprimento, em metros, da tubulação construída;

CUSTO BASE - Estimativa média para construção de tubulações de gás, conforme estudo da EPE - Empresa de Pesquisas em Energia.

Quanto a este último quesito, foram utilizados os seguintes parâmetros:

> US\$ 91.23 por metro polegada;

> R\$/US\$ de 3,3517, sendo este valor o dólar médio de dezembro de 2016, data base dos trabalhos da IV Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG-Rio;

> R\$ 305,7756 por metro polegada.

Cabe ressaltar que os dados foram sugeridos em Audiência Pública e confirmados por consulta ao Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022.

7.3. Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pelo Agente Livre

$TUSD-E = OPEX_{médio}$

Onde:

$OPEX_{médio} = (OPEX_{específico} / OPEX_{total}) / 5$

Da Conclusão

8. Esta CAPET propõe a adoção dos parâmetros indicados nos tópicos 6.1., 6.2., 7.2., e 7.3..

Atenciosamente,

Fábio Côrtes do Nascimento
Gerente da CAPET

Obs.: Em anexo, consta o documento 13677296, com o texto em Word, para melhor consulta.

[1] DAS TARIFAS

Art. 13 - Os Agentes Livres que não adquiram o gás natural da Distribuidora estadual terão direito à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) correspondente à margem do segmento de consumo da Distribuidora, deduzindo-se os encargos de comercialização relativos à aquisição do gás natural.

(...)

Art. 14 - Os novos Agentes Livres - aqueles consumidores ainda não interligados ao sistema de distribuição quando da publicação da presente deliberação - abastecidos por gasoduto dedicado terão direito à Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que deverá ser calculada com base no investimento, quando realizado pela Distribuidora, ou sem o investimento quando realizado pelo consumidor, e à parcela dos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado, com observância aos critérios previstos nos § 1º ao § 3ª e definições emanadas do processo regulatório previsto no parágrafo 4º.

§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, 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 que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização.

(...)



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Côrtes do Nascimento, Gerente**, em 19/02/2021, às 16:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.rj.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=6, informando o código verificador **13675868** e o código CRC **E76459CF**.



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

Rio de Janeiro
Maio de 2021

Equipe GENER:

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 públicas¹ para o marco legal do Novo Mercado de Gás Natural no estado. O presente documento apresenta a contribuição do GNER 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 GNER-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 GNER-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 GNER-UFF.

¹ 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 distribuição².

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

² 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 estados³ 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

³ 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 anual⁴. 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 risco⁵.

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).

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

⁵ 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

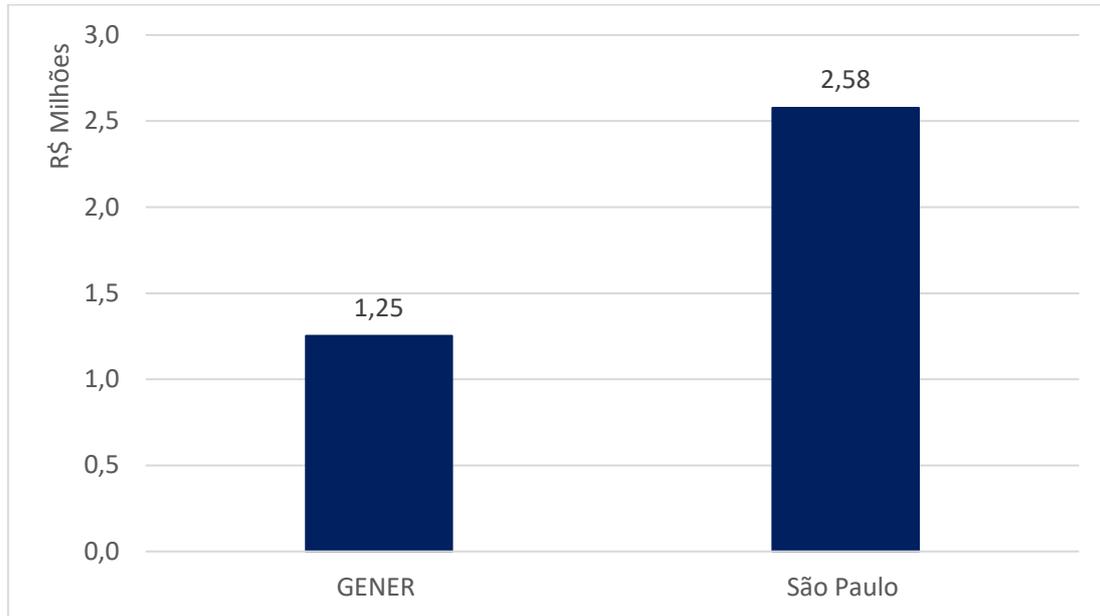
Para ilustrar as implicações da proposta GENER-UFF, simulamos o gasto anual de consumidor hipotético representativo do segmento termelétrico com tarifa TUSD-E e comparamos com a metodologia da Arsesp para a TUSD-E em São Paulo adaptada aos dados de custos e estrutura tarifária das concessionárias do 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 m³/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 OPEX⁶, 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.

⁶ Ver apêndice IV com o passo a passo do cálculo

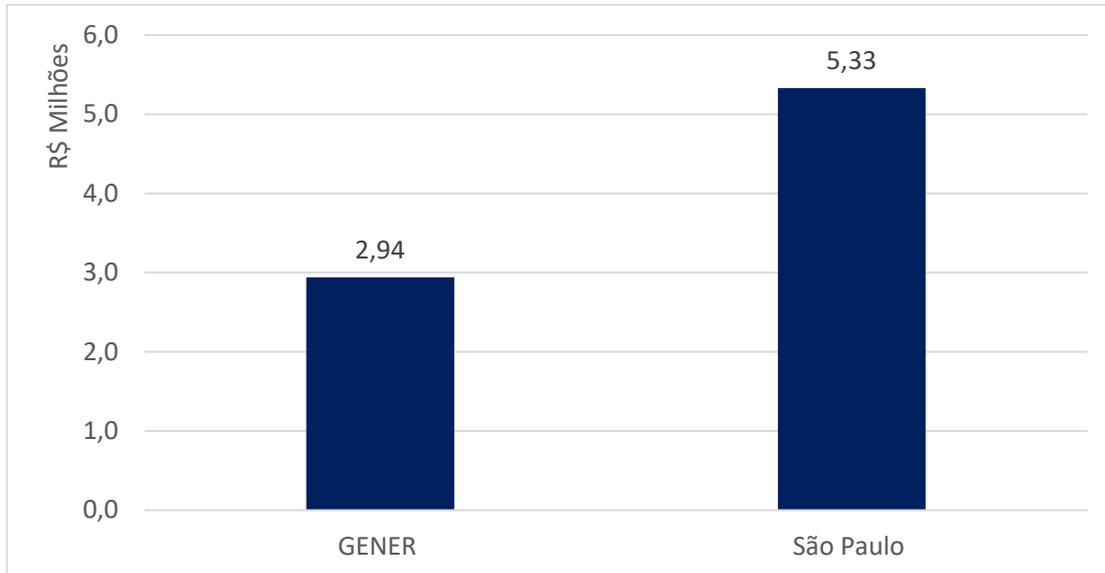
Gráfico 1 – Gasto Anual com TUSD-E em diferentes metodologias – Termelétrica na área da CEG Rio – R\$ milhões



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.

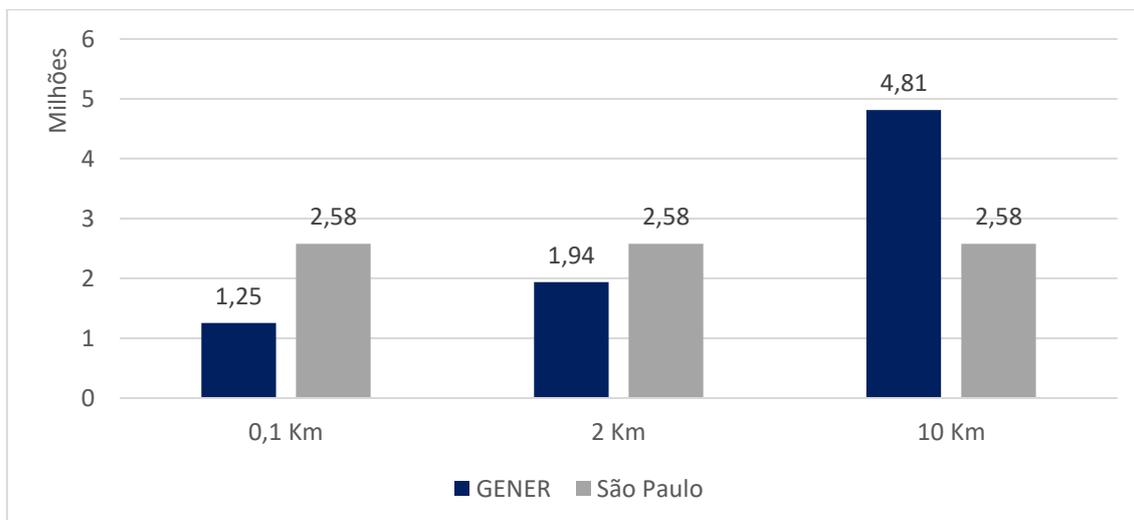


Fonte: Elaborado pelos autores

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 incorridos⁷, 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.

⁷ 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.

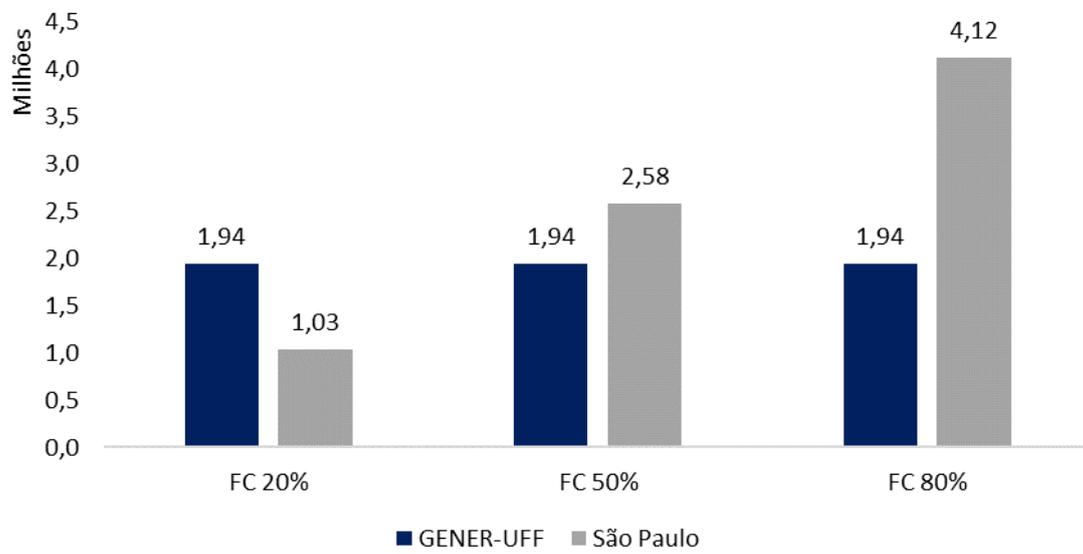
Gráfico 3 – Efeito da extensão no Gasto Anual com TUSD-E - CEG Rio – R\$ milhões.



Fonte: Elaborado pelos autores

Outra característica importante da metodologia GNER-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\$/m³), 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 GNER-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 (α); 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:

α – 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 m³, 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 Americano⁸.

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 gasoduto⁹. 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 Transpetro¹⁰.

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

⁹ 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).

¹⁰ 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)¹¹, como salário de executivos, gestão de pessoas (RH), área jurídica, área comercial e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)¹². No caso de gasodutos, o custo de G&A não é determinado por sua extensão.

Dessa forma, optamos por determinar o alfa (α), 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%¹³.

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.

¹¹ 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).

¹² 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)

¹³ 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/m³ (Arsesp, 2021), para a Gás Brasileiro a Arsesp considerou R\$ 0,0746/m³ (Arsesp, 2020), e R\$ 0,0396 /m³ 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 m³/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 m³) - 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\$/m³)	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 m³)	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\$ / m³)	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
Volume Faturado - (1.000 m³) - Tudo	VF	6.751.788	1.944.963	1.773.143	1.777.238	1.779.828	1.797.507
(+) 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 canalizado¹⁴.

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)

¹⁴ 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 afetas 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/m³, 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 1.061/2020¹⁵) 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 Livre¹⁶ 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.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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 m³/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\$/m³ 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 m³/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)¹⁷.

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;

¹⁷ 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 39¹⁸ 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

¹⁸ 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 m³/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\$/m³ 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 canalizado¹⁹:

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.

¹⁹ 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)²⁰ 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

²⁰ 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>.

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 Agenera nº 257/08 integrada pela deliberação Agenera nº. 304/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// 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 Agenera nº 258/08 integrada pela deliberação Agenera nº. 305/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// 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:// 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:// 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:// 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/> 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> 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>. 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
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

Contribuições Firjan

Consulta Pública 01/2021 - Processo Regulatório nº SEI-22007/002145/2020

Contribuições sobre a TUSD

Para cálculo da TUSD, que retira do consumidor livre a obrigação de pagar os gastos relacionados a comercialização de gás natural - dado que essa função intermediária não será mais exercida pela distribuidora - é importante que sejam descontados não apenas os gastos operacionais de comercialização, como também aquelas rubricas presentes na Base Remuneratória de Ativos (BRA).

A Nota Técnica Agenersa/CAPET 002/2021 apresenta uma fórmula básica deduzindo dos gastos operacionais, aqueles da “atividade comercial estimados para o ciclo revisional”. Essa fórmula simplificada está em linha com o que já fora colocado, por exemplo, pela Arsesp na Nota Técnica Final 0030-2019¹ que explicita que a TUSD “foi calculada considerando-se um fluxo de caixa descontado com as despesas operacionais relacionadas exclusivamente ao serviço de distribuição, ou seja, sem despesas de comercialização.”

Cabe ressaltar, entretanto, que na Nota Técnica Final da 0003-2019 da Arsesp, afirma que para o cálculo da TUSD deve ser feita a segregação dos ativos da BRA relacionados com atividade de comercialização, ou como mencionado pela Arsesp, “às subatividades abertas à concorrência”, conforme explicitado na fórmula da Figura XX.

$$BRRL_D = BRRL_{ATConc} - BRRL_C$$

Na qual:

$BRRL_D$ = Base de Remuneração Regulatória dos Ativos de Distribuição.

$BRRL_{ATConc}$ = Base de Remuneração Regulatória Líquida dos Ativos Totais da Concessionária.

$BRRL_C$ = Base de Remuneração Regulatória Líquida dos Ativos Comerciais associados às subatividades abertas à concorrência.

Esta segregação é feita apenas para cálculo da TUSD, pois o cálculo da Margem Máxima considera os ativos totais.

Figura XX. Fórmula para cálculo da BRA sem os ativos de comercialização

Fonte: NT. F0003-2019 da Arsesp, (2019)

Nesse processo, é imprescindível a abertura dos custos para identificação das rubricas referentes a comercialização. Como ponto de partida, deve-se levar em conta, por exemplo e não limitado à, os itens descritos pela Resolução ARSP 46/2021:

- 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;

¹ Que apresenta o Cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária na 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Comgás

IV. Despesas de pessoal do setor comercial;

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;”

A Faculdade de Economia da UFF, através do GENER, apresentou um modelo de expurgo dos custos de comercialização. Na proposta identifica-se as rubricas de “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas” e “Gastos de Atividade Comercial”. Como exemplo, utilizando dados da CEG-Rio, essas duas rubricas representam 18,18% do OPEX Total estimado para o quinquênio 2018-2023, conforme Relatório do Grupo de Trabalho da Agenesra para a 4ª Revisão Tarifária Quinquenal.

Entretanto, percebe-se nesse mesmo relatório que essas rubricas não contemplam os Gastos de Pessoal, os quais representam outros 4,15% do OPEX Total. Além disso, os Gastos com Pessoal não se encontram estratificados por atividade, não sendo possível identificar qual parcela do total está dedicado às rubricas supracitadas.

De modo análogo, outras rubricas também carecem de estratificação clara do impacto das atividades de comercialização (incluindo a parte Publicidade, Propaganda e Relações Públicas). Por exemplo, e não exaustivamente, quanto das rubricas de “Aluguel” e de “Despesas de Viagem, Transporte e Fretes” são destinadas as atividades de comercialização?

Desse modo, a Firjan considera que para o cálculo da TUSD é preciso que seja feito um trabalho minucioso de identificação das rubricas relacionadas à comercialização. Os dados apresentados pela GENER, por exemplo, estão no caminho correto para expurgar os custos de comercialização da tarifa de transporte, contudo ainda há espaço para aprimoramento. Deve-se, ainda, com base nos custos identificados, deve-se fazer a avaliação prevista em São Paulo do impacto da comercialização na BRA.

A Deliberação 4068/2020 da Agenesra prevê que a TUSD é “correspondente à margem do segmento de consumo da Distribuidora, deduzindo-se os encargos de comercialização pela aquisição do gás natural”. Dado que estamos no final de um ciclo tarifário e Revisão quinquenal desse se encontra suspensa, **para simplificar o processo - inicialmente - sugere-se que o cálculo seja feito com base na Nota Técnica apresentada pela CAPET.**

O cálculo, entretanto, da Parcela Dedutível precisa ser adaptado para que os custos de comercialização sejam divididos igualmente entre os segmentos. Isso, pois, a fórmula colocada reduz a Margem do Segmento pela relação de gastos de comercialização no total do OPEX², deixando de lado o fato de que a margem é composta por diversos outros fatores, superestimando, então, o impacto do encargo de comercialização no total da tarifa.

Assim, é preciso adaptar o cálculo da Parcela Dedutível para que ela seja feita em referência a demanda total, representando o mais próximo possível de um encargo de comercialização como previsto na deliberação. **A Parcela Dedutível poderá ser calculada por: [(GAT/OPEX)/Demanda do Segmento Cativo)].**

² Parcela Dedutível = (Gastos de Comercialização/OPEX) * Margem do Segmento

Posteriormente, porventura da próxima revisão quinquenal e/ou reformulação do contrato de concessão, **sugere-se - ainda - que a metodologia seja aprofundada avaliando se há necessidade de expurgar custos da Base Regulatória de Ativos.** Por fim, ressalta-se a importância de **que todos os cálculos, expurgos e tabelas sejam publicadas para o público interessado de modo irrestrito, garantindo toda a transparência que um processo regulatório exige.**

Em resumo, seguem as contribuições da Firjan para a metodologia de cálculo da TUSD:

- é preciso que seja feito um trabalho minucioso de identificação das rubricas relacionadas à comercialização;
- inicialmente, sugere-se que o cálculo seja feito com base na Nota Técnica apresentada pela CAPET, alterando o cálculo da Parcela Dedutível para: [(GAT/OPEX)/Demanda do Segmento Cativo)];
- que a metodologia seja aprofundada avaliando se há necessidade de expurgar custos da Base Regulatória de Ativos;
- que todos os cálculos, expurgos e tabelas sejam publicadas para o público interessado de modo irrestrito, garantindo toda a transparência que um processo regulatório exige.

Contribuições sobre a TUSD-E

Para a TUSD-E, conforme apresentado pela Nota Técnica Agenera/CAPET 002/2021, o cálculo da tarifa deve levar em conta não apenas a desagregação dos custos de distribuição e comercialização, como também os custos referentes as especificidades dos dutos exclusivos em questão. Assim, é preciso considerar não apenas os gastos operacionais específicos, como também, o investimento dispendido pela distribuidora nos casos em que ela participe na construção do duto.

No caso da TUSD-E em dutos construídos pela Concessionária, é preciso se destacar alguns pontos sobre a fórmula apresentada pela CAPET. Primeiro, a fórmula menciona duas parcelas: o OPEX e o O&M, o que representa lexicalmente uma duplicidade, pois o OPEX se refere aos gastos operacionais, os quais são os que deveriam estar inclusos no termo Operação e Manutenção, comumente abreviado como O&M.

Pela descrição completa das parcelas, entende-se que o O&M, na verdade, deveria ser o CAPEX, ao mencionar a taxa de remuneração e custos de construção. Ainda nessa parcela, cabe destacar que a subparcela CONSTRUÇÃO é composta pelo fator CUSTO BASE, descrito como: *“estimativa média para construção de tubulações de gás, conforme estudo da EPE - Empresa de Pesquisa Energética”*.

É preciso, entretanto, observar o posto pelo parágrafo 2º³, do artigo 29, da Lei 4476/2020, que descreve que a tarifa de distribuição deve, nesses casos, utilizar princípios de razoabilidade, transparência e publicidade **em observância às especificidades do duto**

³ "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."

construído pela distribuidora quando da definição de tarifa. Desse modo, o cálculo deve levar em consideração o duto em questão e não a média estimada.

Ou seja, utilizar uma CUSTO BASE para tal, conforme descrito na fórmula, pode onerar a distribuidora em relação ao consumidor e vice-versa. No caso de subestimativa do custo de construção, o valor remanescente acabará transbordando para o mercado cativo que pagará pela diferença sem benefício algum.

No caso de superestimativa, o consumidor livre pagará tarifa superior ao demandado pela sua infraestrutura, onerando desnecessariamente o consumidor e superfaturando uma construção dentro de uma concessão.

Desse modo, para os casos de construção do gasoduto pela Concessionária, para fins de cálculo da tarifa específica, deverá ser levado em conta o valor de fato despendido pela companhia para aquela construção em específico. Isso é visto, por exemplo, pelo que foi colocado na regulação do Espírito Santo sobre o tema na Resolução ARSP 46/2021 ao definir que a TUSD-E deverá considerar:

- “I. Remuneração dos investimentos específicos, considerando a taxa WACC vigente, caso eles tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA, integral ou parcialmente;*
- II. Depreciação dos investimentos específicos, caso eles 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.”*

Semelhantemente, a Arsesp coloca na NTF 0003-2019 que a TUSD-E deve refletir as características do duto em questão e se foi realizado investimento ou não pela distribuidora. De modo análogo, a própria Agenesra já havia colocado na Deliberação 4142/2020, ao definir que o CAPEX Específico e OPEX Específico dos gasodutos dedicados deverão ser calculados com base nos custos específicos desse gasoduto, conforme descrito no artigo 18 da Deliberação que altera redação do artigo 14 e dos parágrafos 1º ao 3º, vide:

“Art. 14 - Os novos Agentes Livres - aqueles consumidores ainda não interligados ao sistema de distribuição quando da publicação da presente deliberação - abastecidos por gasoduto dedicado terão direito à Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que deverá ser calculada com base no investimento, quando realizado pela Distribuidora, ou sem o investimento quando realizado pelo consumidor, e à parcela dos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado, com observância aos critérios previstos nos § 1º ao § 3º e definições emanadas do processo regulatório previsto no parágrafo 4º.

§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, 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 que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização.” (grifos próprios)

Desse modo, visando refletir de fato - como define a Lei Federal - as especificidades do gasoduto dedicado, é importante que a fórmula de cálculo siga o que fora definido pela Agenesra, considerando os gastos operacionais do gasoduto dedicado e, quando for o caso, dos investimentos específicos para o gasoduto dedicado, e não valores referência.

Assim como para a TUSD, a GNER apresentou uma metodologia de cálculo detalhada para desenvolvimento da TUSD-E por projeto. A proposta estima os custos operacionais e leva em consideração o investimento específico do projeto em questão, sendo uma proposta abrangente e detalhada que contribui positivamente para a discussão.

A fórmula é promissora que absorve os princípios previstos na legislação federal, contudo, deve-se destacar que:

- nos casos em que ocorra o investimento da distribuidora no duto dedicado, para fins de cálculo da TUSD-E, deve-se considerar apenas o investimento proporcional às características demandadas pelo agente que utilizará inicialmente esse duto. Se houver expansão da infraestrutura para atender outros clientes, o investimento relacionado a essa expansão deverá ser alocado nos custos gerais da concessão;
- que deve ser feito um trabalho minucioso com relação a definição do fator alfa o qual representa a parcela do custo operacional que é impactado pela extensão da rede. Esse fator precisa refletir a realidade da infraestrutura de distribuição do Rio de Janeiro;

Desse modo, dada a completude da proposta apresentada pela GNER e seu grande alinhamento com a legislação federal vigente, ressalvada as questões supracitadas, **a Firjan considera prudente que esta seja utilizada como metodologia para cálculo da TUSD-E, observando-se, também, as recomendações propostas para a TUSD de expurgo dos custos de comercialização.**

Consulta Pública 01/2021 – Processo Regulatório nº SEI-220007/002145/2020

De : Fernando Luiz Ruschel Montera
<FMONTERA@firjan.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 15:00

 1 anexo

Assunto : Consulta Pública 01/2021 – Processo Regulatório nº
SEI-220007/002145/2020

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Cc : Karine Barbalho Fragoso de Sequeira
<KFRAGOSO@firjan.com.br>, Thiago Valejo
Rodrigues <TVALEJO@firjan.com.br>, Heber Silva
Bispo <HBISPO@firjan.com.br>

Prezados,

Em nome da Firjan, encaminho nossas contribuições para a Consulta Pública sobre a TUSD e TUSD-E.

Permanecemos a disposição para quaisquer esclarecimentos.

Cordialmente,

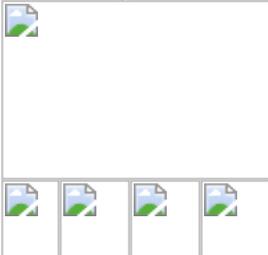
Fernando Montera

Coordenador de Relacionamento Estratégico

Gerência de Petróleo, Gás e Naval

(+55 21) 2563-4725 | 99369-1614

www.firjan.com.br



“As informações existentes nesta mensagem e nos arquivos anexos são para uso restrito e confidencial, sendo seu sigilo protegido por lei. Se você a tiver recebido por engano, por favor, notifique imediatamente ao remetente e remova a mensagem e qualquer anexo de seu sistema. A Firjan não se responsabiliza por qualquer omissão ou falhas contidas nesta mensagem, que possam surgir na transmissão da mesma ou por prejuízos provenientes de quaisquer alterações de seu conteúdo. Esta mensagem é de responsabilidade de seu autor e seu conteúdo não reflete, necessariamente, a opinião da empresa”.

 **Contribuicoes FIRJAN CP TUSD TUSD-E.pdf**

302 KB

Agencia Reguladora de Energia e Saneamento Básico de Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA
Sr. Tiago Mohamed Monteiro
Conselheiro Presidente
Av. Treze de Maio nº 23, 23º andar, Centro
Rio de Janeiro - RJ
20031-902

Assunto:

Contribuição Petrobras para a Consulta Pública 01/2021 – Metodologia de Cálculo da TUSD e da TUSD-E

Referência:

Consulta Pública AGENERSA 01/2021
Processo Regulatório nº SEI-220007/002145/2020

Prezado Senhor,

Cumprimentando-o cordialmente, a Petrobras envia sugestões para a Consulta Pública em referência, conforme a seguir:

- Na Seção “Das etapas iniciais do processo”, item 2, a indicação de que o fornecedor tem atuação mista como “transportador” e “comercializador” pode limitar a possibilidade de expansão do Mercado Livre ao restringir a atividade de carregamento ao Comercializador, impedindo que o Agente Livre seja o responsável pela contratação do Serviço de Transporte. Tal interpretação iria de encontro ao novo desenho de mercado que está sendo estruturado a nível nacional, cuja a principal característica é a criação de um ponto virtual de negociação (PVN) onde os agentes podem transacionar Gás Natural de todas as origens, bem como o estabelecimento do sistema de transporte por entradas e saídas, sendo que as capacidades podem ser contratadas por qualquer Carregador, seja ele um Produtor, uma Distribuidora, um Usuário Livre ou até mesmo um Comercializador.
- Na fórmula da TUSD, item 3.1, há necessidade de detalhar a composição do que será classificado como “GAT” (Total de Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional), usado para calcular a Parcela Dedutível (PD), com a indicação dos gastos que podem estar inseridos nesta rubrica, incluindo, mas não se limitando a: despesas com publicidade, propaganda, relações públicas, despesas comerciais, comunicação e marketing, etc.

- Sobre o item 4.2, que define a TUSD-E para clientes atendidos por gasodutos dedicados construídos pela Concessionária, temos as seguintes considerações:

1. O “OPEX médio” deveria ser substituído por “OPEX específico do gasoduto dedicado”, que deve levar em consideração apenas os custos relacionados à operação e manutenção do Gasoduto Dedicado ao atendimento do Agente Livre. Uma maneira de calcular seria através da fórmula a seguir:

*OPEX específico do gasoduto dedicado = (Extensão do Gasoduto Dedicado em Km/ Extensão Total da Rede de Distribuição em Km) * OPEX^{Conces}*

Sendo:

OPEX^{Conces} = OPEX da Concessionária excluindo itens relativos ao custo de comercialização, publicidade e propaganda

2. O “O&M médio” deveria ser substituído por “CAPEX específico do gasoduto dedicado” e deve ser calculado levando-se em consideração apenas o investimento no Gasoduto Dedicado;
3. A remuneração do “O&M médio” (ou “CAPEX específico do gasoduto dedicado”) deveria ser obtida com a utilização da metodologia de Fluxo de Caixa descontado (Valor Presente Líquido igual a 0 para uma Taxa de Retorno de investimento pré-definida) que considerasse depreciações, amortizações e outras linhas que fazem parte do negócio, respeitando a variação desses valores ao longo do tempo. A fórmula utilizada na Minuta cria uma perpetuidade mesmo para ativos já totalmente depreciados, como os Gasodutos Dedicados da maioria das UTEs do Estado do Rio de Janeiro; e
4. Desse modo, sugerimos a seguinte fórmula para obtenção da TUSD-E:

TUSD-E = OPEX específico do gasoduto dedicado + CAPEX específico do gasoduto dedicado

- No item 4.3, na TUSD-E para clientes atendidos por gasoduto dedicado construídos pelo Agente Livre, o “OPEX médio” deveria ser substituído por “OPEX específico do gasoduto dedicado”. A fórmula deveria então ser:

TUSD-E = OPEX específico do gasoduto dedicado

Por fim, a Petrobras solicita que qualquer comunicação referente ao presente processo seja encaminhada para o endereço eletrônico reg.rel.ext@petrobras.com.br

Sem mais para o momento, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para quaisquer esclarecimentos.

Cordialmente,

Dean William Carmeis
Gerência de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo
Integração de Negócios e Participações
Diretoria de Refino e Gás Natural

Contribuição Petrobras - CP 01/2021 - TUSD e TUSD-E

De : Dean William Moraes Carmeis
<dean@petrobras.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 18:08

 1 anexo

Assunto : Contribuição Petrobras - CP 01/2021 - TUSD e TUSD-E

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Prezados, boa tarde.

Segue a contribuição da Petrobras para esta Consulta Pública.

Por favor, se possível, solicito confirmação de recebimento.

Cordialmente,

Dean William Carmeis

Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo

Diretoria de Refino e Gás Natural

(21)2166-0186

O emitente desta mensagem é responsável por seu conteúdo e endereçamento. Cabe ao destinatário cuidar quanto ao tratamento adequado. Sem a devida autorização, a divulgação, a reprodução, a distribuição ou qualquer outra ação em desconformidade com as normas internas do Sistema Petrobras são proibidas e passíveis de sanção disciplinar, cível e criminal.

The sender of this message is responsible for its content and addressing. The receiver shall take proper care of it. Without due authorization, the publication, reproduction, distribution or the performance of any other action not conforming to Petrobras System internal policies and procedures is forbidden and liable to disciplinary, civil or criminal sanctions.

El emisor de este mensaje es responsable por su contenido y direccionamiento. Cabe al destinatario darle el tratamiento adecuado. Sin la debida autorización, su divulgación, reproducción, distribución o cualquier otra acción no conforme a las normas internas del Sistema Petrobras están prohibidas y serán pasibles de sanción disciplinaria, civil y penal.

 **CP 01_2021 - Contribuição Petrobras.pdf**
766 KB

DIREG 29/21

Rio de Janeiro, 03 de Maio de 2021.

**Ao Ilmo. Sr. Tiago Mohamed
Conselheiro Presidente
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro –
AGENERSA
Rua 13 de maio, nº. 23 – 23º Andar
c.c. Conselheiro Vladimir Macedo**

Referência: Processo SEI-220007/002145/2020 – CEG e CEG RIO.

Assunto: Consulta Pública Nº 01/2021 - Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

Prezados Conselheiros:

Vimos pela presente, na qualidade de operadora das Concessionárias CEG e CEG RIO, em atenção ao processo em epígrafe, apresentar abaixo nossas contribuições à consulta pública Nº 01/2021, referente ao conteúdo da Nota Técnica AGENERSA/CAPET Nº 02/2021 relativa a metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E, constante do processo SEI-220007/002145/2020.

Precipuamente, antes de apresentar seus comentários quanto às formulações contidas na proposta metodológica da Nota Técnica AGENERSA/CAPET Nº 02/2021, a Naturgy entende ser fundamental enfatizar sua discordância quanto aos pontos em questão, posto que implicam na necessidade de alteração nos Contratos de Concessão, por se tratar de matéria afeta às cláusulas econômicas, devendo a sua alteração ser realizada por intermédio de formalização de Termos Aditivos, com a imediata recomposição do equilíbrio econômico financeiro dos Contratos de Concessão, em observância ao previsto no artigo 37, inciso XXI, da Constituição Federal e no artigo 57, parágrafo 1º, da Lei federal nº 8.666/93.

1- Em relação à determinação da TUSD, a ser aplicada aos clientes que não adquiram a molécula diretamente das Distribuidoras, a Concessionária ressalta, mais uma vez que, o Contrato de Concessão determina de forma clara qual o regramento tarifário para este caso, conforme destacado a seguir:

Cláusula Sétima

“§18º. Consumidores que queiram adquirir mais de 100.000 m3 (cem mil metros cúbicos) de gás canalizado por dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor, dependendo tal aquisição nos 10 (dez) primeiros anos da concessão, de prévia e expressa anuência da CONCESSIONÁRIA. Em qualquer caso, durante todo o prazo da concessão, fica assegurado à CONCESSIONÁRIA o recebimento de tarifa equivalente à diferença entre o valor limite da CONCESSIONÁRIA para o tipo de consumidor em questão, e o preço que ela, CONCESSIONÁRIA, paga na aquisição de gás, da mesma supridora.”

Nesse sentido, a eficácia da normatização de determinação tarifária que implique em alteração no disposto acima, está condicionada à prévia formalização de Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, sob pena de violar a garantia constitucional das concessionárias ao direito adquirido e à preservação do ato jurídico perfeito, previstos no artigo 5º, XXXVI, da Constituição Federal.

Isso porque, como de trivial sabença, as cláusulas econômicas não podem, nem pelo Poder Concedente, ser alteradas de forma unilateral, sem a devida recomposição do reequilíbrio econômico-financeiro, que deve ocorrer imediatamente à alteração.

Nesse diapasão, tampouco a AGENERSA poderia fazer tal alteração, posto que sua função é **a de garantir o fiel cumprimento dos Contratos de Concessão e não os violar, como flagrantemente faz no caso em questão.**

Além disso, a Cláusula contratual supramencionada, ao dispor sobre a fixação de tarifa diferenciada ao “consumidor” que adquire gás diretamente do produtor, deixa evidente a possibilidade de enquadramento, também, dos ditos “agentes livres”.

É dizer, o dispositivo contratual em questão deve abarcar todo e qualquer “consumidor” que não consuma o gás adquirido pela distribuidora, não importando qual tipo de consumidor, como pretende fazer essa Agência Reguladora.

Ademais, é salutar lembrarmos que os Contratos de Concessão da CEG e CEG RIO preveem às concessionárias, exclusividade na distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, em consonância o disposto no parágrafo 2º, artigo 25, da Constituição Federal.

Assim, a distribuição de gás canalizado é classificada como um monopólio natural cuja exploração a Constituição reservou aos Estados que, no caso do Estado do RJ, delegou às concessionárias CEG e CEG RIO, devendo tal exclusividade ser preservada por todo o prazo de concessão.

É importante ressaltar que não há razão, fática ou jurídica, para se conceder tratamento diferenciado aos chamados “novos agentes livres”, devendo todos, indistintamente, serem enquadrados na regra prevista no citado dispositivo contratual, em observância ao previsto na Lei estadual nº 2.752/97 e no já mencionado direito adquirido e ato jurídico perfeito, previstos no artigo 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal.

Por fim, há de se observar ainda, um princípio inerente à tarifa de serviço público: o da solidariedade. As tarifas específicas, assim como a tarifa paga por todos os usuários do sistema de distribuição de gás canalizado, também devem contribuir com a expansão do serviço público, ou, seja, com a realização do princípio da universalidade e da dignidade da pessoa humana, sob pena de atentar contra o viés social intrínseco à prestação de serviços públicos. Ademais, não há razão para que se exclua categorias específicas de usuários desse sistema de solidariedade.

2- Em relação ao CAPEX que deverá compor a TUSD-E, para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária, é fundamental registrar que não se pode realizar a exclusão da base de remuneração de ativos, de um valor de um investimento realizado pela Concessionária, sem que seja previamente estabelecido em Aditivo Contratual.

Isso porque, está claramente definido no §11º, da Clausula Sétima, dos Contratos de Concessão que **apenas serão desconsiderados os valores de investimentos que tenham sido custeados diretamente pelo consumidor (limitado a 90% do valor do investimento, conforme §1º da Clausula Quarta do Contrato de Concessão).**

Portanto, é importante ter claro e segregado os casos comentados pela Nota Técnica, para fins de aplicar o adequado tratamento tarifário, em respeito ao que determinam os Contratos de Concessão. Deve-se segregar os casos em que:

- (i) A Concessionária for a responsável pela construção do gasoduto dedicado e realizar integralmente o investimento: neste caso não há dúvidas de que o gasoduto em questão fará parte dos ativos de distribuição da Concessão e deverá compor a Base de Ativos Remunerados – BAR, para fins de determinação tarifária nos processos de Revisão Quinquenal de Tarifas.

Nestes casos, o gasoduto poderá ser compartilhado com outros consumidores ou agentes livres, pois o mesmo foi custeado com recursos da Concessão, não cabendo privilegiar um determinado agente com tratamento exclusivo. Portanto, deverá ser aplicado ao Agente Livre o tratamento tarifário TUSD, não cabendo tratamento tarifário específico TUSD-E.

- (ii) A Concessionária for a responsável pela construção do gasoduto dedicado, porém o investimento for realizado na modalidade de coparticipação, limitada até 90%, nos termos previstos no §1º da Clausula Quarta do Contrato de Concessão: neste caso deve-se respeitar o previsto no §11º da Clausula Sétima do Contrato de Concessão que determina que não serão considerados para efeitos da revisão do valor limite das tarifas os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos. Da mesma forma deverá ser respeitado o item V da Clausula Treze do Contrato de Concessão, que determina que a realização de aporte por parte do consumidor não dará a ele participação nas instalações, cuja titularidade será exclusiva da Concessionária.

Portanto, nos casos de coparticipação do Agente Livre no investimento também deverá ser aplicado o tratamento tarifário TUSD. Não cabe tratamento tarifário específico TUSD-E.

Dessa forma, a determinação tarifária para o caso em que o gasoduto dedicado é construído pela Concessionária e, portanto, faz parte da Concessão, deve respeitar os ditames dos Contratos de Concessão.

3- Quanto a determinação da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pelo Agente Livre, é fundamental esclarecer, mais uma vez, que a atividade de operação e manutenção de gasodutos de terceiros (o qual não faz parte do sistema de distribuição da Concessão) não é objeto da Concessão, portanto não se trata de atividade regulada. Trata-se de atividade que pode ser exercida por outros agentes do mercado.

A Concessionária do serviço público de distribuição de gás natural não pode realizar a gestão

e se responsabilizar por ativos de distribuição de terceiros privados. Qualquer atividade que as Concessionárias exerçam precisa estar prevista em Contrato de Concessão, valendo ressaltar que não há qualquer menção nesse sentido nos contratos dos quais são signatárias CEG e CEG RIO – e nem poderia, por se tratar de uma atividade privada.

Trata-se aqui de estabelecer uma tarifa regulada para o gasoduto dedicado construído pelo Agente Livre, ou seja, um gasoduto “privado” com uma tarifa “pública” regulada. Ora, se é um gasoduto privado, cuja Operação & Manutenção não são atividades descritas no Contrato de Concessão, a lógica é que seja uma atividade privada, e, portanto, com tarifa negociada entre as partes, sem interferência da AGENERSA.

Dessa forma, para que a Concessionária realize a operação e manutenção do gasoduto construído pelo Agente Livre, é necessário que este ativo seja transmitido para o Estado de forma não onerosa, passando a ser parte integrante da Concessão, antes do seu início de operação. Neste caso, a tarifa a ser cobrada também deverá estar prevista no Contrato de Concessão, sendo necessário para isso a formalização de Aditivo Contratual.

4 - Quanto a consideração de OPEX específicos para a composição da TUSD-E, para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária, importante registrar que é uma determinação ilegal, já que fere a Lei Estadual 2752/1997. Esta lei, em seu Art. 7º, *caput*, **veda expressamente a pessoalidade na concessão de qualquer benefício tarifário, indicando os critérios que devem ser considerados na formação da estrutura tarifária**, a saber:

*Art. 7º - A estrutura tarifária, contendo os limites tarifários que poderão ser praticados pela concessionária **por tipo de gás, classe de consumidor e faixa de consumo**, deverá estar claramente indicada no contrato de concessão, **vedada a pessoalidade na concessão de qualquer benefício tarifário**.*

Esta determinação fere, ainda, um princípio inerente à tarifa de serviço público: o da solidariedade. Esta tarifa, assim como a tarifa paga por todos os usuários do sistema de distribuição de gás canalizado, também deve contribuir com a expansão do serviço público, ou, seja, com a realização do princípio da universalidade e da dignidade da pessoa humana.

Portanto, a previsão de pagamento apenas dos custos específicos de operação e manutenção do ramal dedicado atenta contra o viés social intrínseco à prestação de serviços públicos. Ademais, não há razão para que se exclua categorias específicas de usuários desse sistema de solidariedade.

Cabe esclarecer ainda, em que a Lei 14.134/2021 (Lei do Gás), estabelece em seu capítulo VII, art. 29, §1º que as tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação. Portanto, não se trata de definição de tarifas personalizadas, as tarifas devem ser definidas com base nos custos específicos dos segmentos de consumo a que estes clientes pertençam.

Feitas as considerações acima, na hipótese das questões citadas nos itens 1, 2, e 3 serem objeto de aditivos contratuais, os cálculos da TUSD e TUSD-E devem seguir as condições indicadas a seguir:

Nota Técnica AGENERSA/CAPET Nº 02/2021	Comentários	Proposta Concessionária
<p>A tarifa TUSD</p> <p>3.1. A fórmula básica será: $TUSD = MS - PD$</p> <p>Onde: MS = Margem do segmento; PD = Parcela Dedutível;</p> <p>Sendo que a Parcela Dedutível será obtida pela equação: $PD = (GAT/OPEX) * MS$</p> <p>Onde: GAT = Total de Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional; OPEX = Total de Gastos Operacionais estimados para o ciclo revisional.</p>	<p>É necessário um aperfeiçoamento na definição da parcela dedutível, tendo em vista que esta deve ser relativizada para cada segmento de consumo, ou seja, a parcela deste gasto referente a cada segmento.</p> <p>Portanto, é necessário que a parcela dedutível seja proporcional ao gasto incorrido para cada segmento de consumo, conforme previsto e aprovado para cada ciclo revisional.</p> <p>Deve ser expressa em R\$/m3.</p> <p>Nesse sentido, é necessário que a AGENERSA desenvolva um aperfeiçoamento em sua metodologia de forma a refletir esta proporcionalidade na alocação dos custos de comercialização para cada segmento de consumo, que é o preconizado pela Lei Estadual 2752/1997, desenvolvendo critérios de rateio, quando a alocação destes custos não for direta.</p>	<p>TARIFA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD):</p> <p>A fórmula básica será: $TUSD = MS - PD$</p> <p>Onde: MS = Margem do segmento; PD = Parcela Dedutível;</p> <p>Sendo que a Parcela Dedutível será obtida pela equação: $PD = (GAT/VDS)$, em R\$/m3</p> <p>Onde: GAT = Total de Gastos da atividade comercial do respectivo segmento de consumo estimados para o ciclo revisional; VDS = Total, em m3, das vendas de gás do respectivo segmento de consumo, estimadas para para cada ciclo revisional;</p>
<p>Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária</p> <p>$TUSD-E = OPEX_{médio} + O\&M_{médio}$</p> <p>Onde: $OPEX_{médio} = (OPEX_{específico} / OPEX_{total}) / 5$</p> <p>Sendo: $OPEX_{específico} =$ Somatório dos valores totais das rubricas: <ul style="list-style-type: none"> > Manutenção e conservação > Gastos serviço a cliente > Outros > Despesas de pessoal > Outras despesas > sub-rubrica Transportes e fretes </p> <p>$OPEX_{total} =$ Valor total da OPEX aprovado para o ciclo revisional</p> <p>E onde: $O\&M_{médio} = (TR * CONSTRUÇÃO) / (CONSUMO)$</p> <p>Sendo: CONSUMO = Consumo anual contratado, em m³</p> <p>TR = Taxa de Remuneração aprovada para o ciclo contratual no processo de revisão quinzenal, em valor ordinário;</p> <p>CONSTRUÇÃO = Custo de referência para a construção de gasodutos, em R\$, obtido a partir da seguinte equação:</p> <p>$CONSTRUÇÃO = CUSTO\ BASE * EXTENSÃO * DIÂMETRO\ DO\ DUTO$</p> <p>O detalhamento é:</p>	<p>A proposta da Nota Técnica traz aspectos equivocados que precisam ser ajustados:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A formulação indicada para o cálculo do “Opex médio” expressa uma relação de valores. Portanto, não representa uma parcela de custo unitário (R\$/m3), que deve compor a TUSD-E. ▪ A parcela indicada de “O&M médio”, refere-se a definição para parcela de custo unitário da remuneração pelo capital investido pela Concessionária no referido ramal. Não se trata de O&M, e sua determinação considera um valor referencial de investimento, o que não é permitido pela Lei Estadual 2752/1997, que determina que a concessionária só poderá cobrar tarifas diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuário, vedando a pessoalidade na concessão de qualquer benefício tarifário. 	<p>A TUSD-E não se aplica para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária. A mesma deverá ser substituída pela tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD, que está aderente à Lei Estadual 2752/1997, por utilizar as margens dos respectivos segmentos.</p> <p>A aplicação da TUSD-E ao Agente Livre conectado por ramal construído pela Concessionária supõe um risco econômico não considerado no Contrato de Concessão, dado que a Concessionária poderia perder a receita associada à tarifa desse ramal se o cliente deixasse de consumir gás natural antes da finalização do período de amortização do investimento.</p> <p>Adicionalmente, além da falta de receita para recuperar o investimento no caso do cliente se desconectar, a concessionária deveria assumir os OPEX de operação e manutenção, não reconhecidos na tarifa dos demais clientes da Concessionária. Tal situação não é admissível e não está aderente ao Contrato de Concessão, de forma que afetaria o regime econômico do Contrato, tendo a Concessionária que assumir uma atividade de risco não considerada na composição das demais tarifas aplicadas, e portanto, suscetível a provocar uma deterioração econômica da Concessão.</p>

<p>DIÂMETRO DO DUTO - Medida, em polegadas, do diâmetro da tubulação empregada; EXTENSÃO - Comprimento, em metros, da tubulação construída; CUSTO BASE - Estimativa média para construção de tubulações de gás, conforme estudo da EPE - Empresa de Pesquisas em Energia.</p> <p>Quanto a este último quesito, foram utilizados os seguintes parâmetros: > US\$ 91.23 por metro polegada; > R\$/US\$ de 3,3517, sendo este valor o dólar médio de dezembro de 2016, data base dos trabalhos da IV Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG-Rio; > R\$ 305,7756 por metro polegada.</p> <p>Cabe ressaltar que os dados foram sugeridos em Audiência Pública e confirmados por consulta ao Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022.</p>		
<p>Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pelo Agente Livre</p> <p>$TUSD-E = OPEX_{médio}$</p> <p>Onde: $OPEX_{médio} = (OPEX_{específico} / OPEX_{total}) / 5$</p>	<p>A proposta da Nota Técnica precisa ser ajustada, tendo em vista que:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A formulação indicada para o cálculo do “Opex médio” expressa uma relação de valores. Portanto, não representa uma parcela de custo unitário (R\$/m3), que deve compor a TUSD-E. ▪ Por uma questão de razoabilidade, faz-se necessário incluir a remuneração às Concessionárias pelas atividades de operação e manutenção dos gasodutos construídos pelo Agente Livre, em conformidade, inclusive, com a própria Deliberação AGENERSA nº 4142/20, que em seu § 2º do Art.14 estabelece que: <ul style="list-style-type: none"> “§2º - Os custos operacionais do gasoduto dedicado (Opex específico) serão calculados com base nos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização”. <p>É fundamental que o serviço prestado pela concessionária seja remunerado, não se pode requerer que a concessionária preste o serviço e incorra nos riscos de operar e manter o ramal dedicado, mediante o recebimento apenas de reembolso de OPEX.</p> <p>Num contexto de regulação de serviço público, a definição de uma tarifa específica para uso do sistema de distribuição – TUSD-E não pode deixar de cumprir com o objetivo de recuperar os custos de operação e manutenção incorridos, bem como de remunerar a concessionária pelos riscos associados à prestação do serviço de operação e manutenção de gasoduto dedicado que tenha sido construído e custeado integralmente pelo agente livre.</p> <p>Trata-se de definir uma tarifa que inclua uma</p>	<p>TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD-E):</p> <p>Aplicável ao Agente Livre atendido por ramal dedicado construído pelo Agente Livre e posteriormente doado a concessão ao Estado, na data de início da sua operação, a ser calculada considerando os custos de operação e manutenção do respectivo segmento de consumo e a remuneração pela atividade de operação e manutenção realizada pela Concessionária.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A TUSD-E será determinada considerando a seguinte base de cálculo, referente às parcelas específicas dos seguintes custos: i) despesas operacionais médias específicas do Segmento de Consumo a que pertence o Agente Livre; e ii) remuneração da atividade de operação e manutenção. ▪ A remuneração da atividade de operação e manutenção será apurada através da aplicação de uma taxa de remuneração sobre um custo de referência do investimento no ramal dedicado, levando em conta o risco operacional da Concessionária em face da atividade de operação e manutenção desse ativo por todo o prazo da concessão. <p>Segue em ANEXO a proposta de metodologia para a TUSD-E.</p>

	<p>remuneração razoável pelo serviço público prestado pela Concessionária quando, em verdade, não há correlata execução de investimento.</p> <p>Portanto, tendo em vista que a remuneração das concessões é definida pelos investimentos que compõem a base de ativos, para a definição da remuneração por esta atividade faz-se necessário buscar referências internacionais, assim como em outros setores para tal definição.</p> <p>Através desta busca, a Concessionária observou que há claramente o reconhecimento de que a atividade de operação e manutenção deva ser remunerada.</p> <p>Trata-se de reconhecer uma remuneração associada ao risco operacional da concessionária em face da atividade de operação e manutenção desse ativo, por todo o prazo da concessão.</p>	
--	--	--

Adicionalmente, imprescindível registrarmos, uma vez mais, que as presentes contribuições não importam, de forma alguma, em concordância à fixação da TUSD e TUSD-E sem a prévia formalização de Termos Aditivos aos Contratos de Concessão.

Isso porque, inexistente na Lei n.º 4.556/2005 (Lei de criação da AGENERSA) autorização para que a Agência, assumindo o papel exclusivo do Poder Concedente, crie obrigações para as empresas reguladas em desconformidade com os poderes conferidos pelo Poder Legislativo, tampouco viole contratos firmados. Tal afirmação é comprovada por meio da leitura do artigo 4º, inciso I, da referida Lei, que trata da competência da Agência, *in verbis*:

I - zelar pelo fiel cumprimento da legislação e dos contratos de concessão ou permissão de serviços públicos relativos à esfera de suas atribuições

Em razão do exposto, resta cristalino que essa AGENERSA deve se ater às finalidades previstas no supramencionado artigo 4º, da Lei nº 4.556/05, devendo zelar pelo **fiel cumprimento dos Contratos de Concessão**, sob pena de violar o princípio da legalidade.

Diante de todo contexto ora proposto, a Naturgy gostaria de registrar expressamente, que suas contribuições são efetuadas tendo em vista o respeito ao princípio da democracia participativa, bem como à iniciativa da AGENERSA de debater o tema por meio desta consulta pública.

Contudo, as condições para a definição da TUSD e da TUSD-E perpassam necessariamente a formalização dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, e referidos Termos Aditivos, por sua vez, devem abranger todas as condições do arcabouço do novo mercado de gás natural, e não apenas a definição de TUSD e TUSD-E.

Nesse sentido, destacamos que as contribuições ora propostas, não caracterizam a concordância pela Naturgy em celebrar aditivos pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, somente com o objeto de tratar a TUSD e da TUSD-E.

A Naturgy entende que devem ser celebrados aditivos entre as Partes, Poder Concedente e as Concessionárias CEG e CEG RIO, abrangendo todos os temas decorrentes do novo mercado de gás,



em que pese termos discordado, como oportunamente nos manifestamos anteriormente, de algumas dessas condições.

Nesse cenário, as contribuições são apresentadas com a ressalva ora expressa, de que se faz necessário a celebração de Termos Aditivos que contemplem todas as condições do novo mercado de gás natural canalizado.

Sendo o que nos cabia para o momento, renovamos nossos votos de elevada estima e consideração.

Atenciosamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Sergio Soares dos Santos".

Sergio Soares dos Santos
Diretor Regulação

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

I. ANTECEDENTES

A elaboração da presente metodologia de cálculo foi realizada tendo como referência o marco regulatório e legal pertinente ao setor de distribuição de gás natural canalizado, considerando que:

- a Lei n^o 11.909/2009 (Lei do Gás) recentemente substituída pela Lei n^o 14.134/2021, introduziu a possibilidade dos Agentes Autoprodutores, Auto importadores e Consumidores livres de construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção;
- o Capítulo VI, Art. 29, § 1 da mesma Lei do Gás, estabelece que as tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação;
- o lançamento, em 2019, do Programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, desenvolvido em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia, Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo;
- a publicação da Resolução CNPE n^o 16, de 24 de junho de 2019, que em seu Art. 5^o, recomenda aos Estados a promoção de boas práticas regulatórias para prestação do serviço local de gás canalizado, incluindo: i) Transparência na metodologia de cálculo tarifário, que deve dar incentivos econômicos adequados aos investimentos e à operação eficiente das redes; ii) Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; iii) Estrutura tarifária proporcional à utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários; iv) Princípios regulatórios para os consumidores livres, autoprodutores e auto importadores;
- em consonância com o Governo Federal, o Estado do Rio de Janeiro, através da Agência Reguladora de Energia e Saneamento (AGENERSA), ligada à Secretaria de Desenvolvimento Econômico Emprego e Renda do Estado, publicou a Deliberação AGENERSA n^o 4068/2020 e modificações trazidas

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

pela Deliberação AGENENRSA n^o 4142/2020, que visa promover a implementação do novo mercado do gás.

- a Deliberação AGENERSA n^o 4068/2020 e modificações trazidas pela Deliberação AGENENRSA n^o 4142/2020 estabeleceram que o Agente Livre (Agente autoprodutor, auto importador e Consumidor Livre) cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela Distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e gasodutos para o seu uso específico;
- a Deliberação AGENERSA n^o 4068/2020 e modificações trazidas pela Deliberação AGENENRSA n^o 4142/2020, no caso do ramal dedicado construído e custeado integralmente pelo Agente Livre, estabelece que: i) este ramal dedicado seja transmitido para o Estado; ii) o Agente Livre deverá firmar contrato de operação e manutenção do ramal dedicado com a Concessionária; iii) o Agente Livre terá direito à Tarifa Específica pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E);
- a Deliberação AGENERSA n^o 4068/2020 e modificações trazidas pela Deliberação AGENENRSA n^o 4142/2020 determina que a Câmara de Política Econômica e Tarifária - CAPET promova estudos visando a definição da TUSD-E.

II. OBJETIVO

Definição de uma tarifa específica para uso do sistema de distribuição – TUSD-E, em um contexto de tarifas reguladas que, além de recuperar os custos de operação e manutenção incorridos, remunere a Concessionária pelos riscos associados à prestação do serviço de operação e manutenção de ramal dedicado que tenha sido construído e custeado integralmente pelo Agente Livre.

Tendo em vista que a remuneração das Concessões é definida pelos investimentos que compõem a base de ativos, para a definição da remuneração por esta atividade, foi necessário buscar referências internacionais, bem como de outros setores.

Portanto trata-se de definir uma tarifa que inclua uma remuneração razoável pelo serviço prestado pela Concessionária quando esta não realiza o investimento.

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

III. REFERÊNCIAS

III.1. Setor de Gás Natural na Colômbia – CREG

Através da análise do mercado de gás natural na Colômbia é possível observar que a Comissão de Regulação de Energia e Gás – CREG, em sua Resolução nº 90¹, de 11 de julho de 2016, em seu Art.16, prevê uma remuneração à Concessionária para a operação e manutenção de ativos que tenham cumprido sua vida útil regulatória.

Em outras palavras, trata-se de reconhecer na tarifa uma remuneração associada à operação e manutenção de um ativo totalmente depreciado, que não possui mais valor regulatório, sendo, portanto, situação similar à tratada no presente trabalho.

De acordo com a Resolução nº 90, para fins de remuneração em tarifa, o valor do ativo totalmente depreciado que se mantém em operação corresponderá a 30% do custo de reposição de um novo ativo.

$$VAO = 0,3 * VRAN$$

Onde,

- VAO: valor do ativo que se mantém em operação; e
- VRAN: custo de reposição de um novo ativo.

Observa-se através da fórmula acima que é gerado um valor nominal para o ativo totalmente depreciado que se mantém em operação, de forma a ser possível que a Concessionária seja remunerada por operar e manter este ativo.

Verifica-se, portanto, que esta foi a forma adotada pela CREG para remunerar à Concessionária pelo serviço de operar e manter um ativo que já não tem mais valor de investimento associado. Ressaltando-se que os usuários atendidos por esse ativo (duto) continuam pagando a tarifa regulada, sem a aplicação de qualquer desconto ou compensação específica referente à tal situação.

¹ http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_7da41c0d0d68435ab19fb4840d2dfbdd

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

III.2. Setor de Gás Natural nos Estados Unidos – FERC

Analisando o mercado de gás natural nos Estados Unidos, observou-se que a Comissão Federal de Regulação de Energia – FERC, em seu Manual de Regulação das Tarifas por Custo de Serviço², de junho de 1999, também define uma remuneração à Concessionária para os casos em que o duto continua sendo operado, porém seu investimento já foi totalmente recuperado (ativo totalmente depreciado).

Uma vez em que não há um investimento associado ao gasoduto totalmente depreciado para permitir o cálculo de uma remuneração, a FERC reconhece uma taxa de administração de forma a remunerar a Concessionária pelo serviço de operação e manutenção desse gasoduto. Essa taxa de administração é o equivalente a 10% da remuneração média obtida ao longo da vida útil regulatória do gasoduto, ou seja, ao longo dos anos anteriores ao gasoduto se tornar totalmente depreciado.

Verifica-se, portanto, que esta foi a forma adotada pela FERC para remunerar à Concessionária pelo serviço de operar e manter um ativo que já não tem mais valor de investimento associado. Ressaltando-se que os usuários atendidos por esse ativo (duto) continuam pagando a tarifa regulada, sem a aplicação de qualquer desconto ou compensação específica referente à tal situação.

III.3. Setor de Energia Elétrica no Brasil – ANEEL

Ao analisar o mercado de energia elétrica no Brasil, identificou-se que a Agência Reguladora de Energia Elétrica – ANEEL, reconhece uma remuneração associada ao risco operacional para o caso de investimentos custeados pelos consumidores ou terceiros (denominados pela ANEEL como “obrigações especiais”).

A remuneração sobre os investimentos de terceiros está contemplada pela ANEEL como uma parcela da composição da receita requerida, conforme estabelecido no documento PRORET³, Sub módulo 2.1, Capítulo 3.3, publicação [DSP nº 1.646/2016](#). O PRORET

² <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:l6sCFXH0kYMJ:https://www.ferc.gov/industries/gas/gen-info/cost-of-service-manual.doc+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>

³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_Proret_Subm%C3%B3dulo_2%201_V2_2.pdf

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

são os procedimentos de regulação tarifária, que possuem caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários.

A remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de terceiros é calculada pela ANEEL através da equação abaixo:

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} \times OES_b$$

Onde:

- RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;
- r_p : Custo de Capital Próprio (nominal);
- r_f : Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);
- t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;
- P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;
- $CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
- CAA Custo Anual dos Ativos; e
- OES_b : Obrigações Especiais Brutas.

Portanto, observa-se que a ANEEL considera a aplicação de uma taxa de remuneração sobre o valor total do investimento realizado por terceiros, como forma de incluir na composição tarifária do sistema, a remuneração pela atividade de operação manutenção deste ativo.

No entanto, é importante comentar que o agente (terceiro) que realizou o investimento não possui uma tarifa diferenciada específica pelo fato de ter realizado o investimento. Este agente pagará tarifa igual a dos demais consumidores.

III.4. Setor de Gás Natural no Brasil – EPE

A partir da análise do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2013-2022⁴, elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), observa-se que para remunerar as despesas

⁴ <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

anuais de operação de um gasoduto, a EPE adota o percentual fixo de 4% sobre o valor do investimento.

Adicionalmente, neste mesmo documento, observa-se que a EPE, determina um valor de referência para investimentos em gasodutos.

A estimativa de custo médio para investimento em gasodutos no Brasil, apresentada pela EPE, foi realizada com base na média do custo de 18 gasodutos em operação no território brasileiro, que após ajustada a média para a retirada de *outliers*, restaram como referência 15 gasodutos, obtendo-se o valor de U\$ 91,23/m.pol (ano base 2011).

III.5. Setor de Energia Elétrica no Brasil – EPE

A EPE – Empresa de Pesquisa Energética, em sua Nota Técnica DEA/DEE 01/12⁵, na qual apresenta proposta de remuneração dos serviços de operação e manutenção (O&M), reconhece que as atividades de operação e manutenção devem ser remuneradas.

A referida nota técnica visa subsidiar o Ministério de Minas e Energia - MME no estabelecimento de um valor, de remuneração (taxa de lucro), a ser incluído nas tarifas de prestação de serviços de operação e manutenção de geração e transmissão das empresas de energia elétrica.

A EPE sugere para o MME a adoção de um valor de 7% como taxa de lucro a ser incluída nas tarifas de O&M das empresas prestadoras dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica.

Portanto, observa-se que a ANEEL reconhece que a atividade de operação e manutenção deve ser remunerada.

IV. PROPOSTA DE CÁLCULO DA TUSD-E

A partir dos estudos realizados, observa-se que não foi identificada situação diretamente aplicável ao caso em questão, onde se requer a criação de tarifação regulada específica para a operação e manutenção de um ramal construído e custeado integralmente por terceiros.

⁵ http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256596/Nota_Tecnica_EPE.pdf/c3dc92de-e138-441e-8917-0302a36d65c5

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

De forma geral foi possível identificar que todas as experiências estudadas reconhecem uma remuneração pela atividade de operação e manutenção, aplicada sobre o valor do investimento, e que esta remuneração tende a ser inferior àquela estabelecida para a atividade objeto da Concessão, a qual contempla O&M e investimento.

Dessa forma, tendo em consideração:

- a. Os princípios da razoabilidade, transparência e publicidade, estipulados no Capítulo VI, Art. 46, §1 da Lei do Gás;
- b. Os preceitos da Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, que em seu Art. 5º, recomenda aos Estados a promoção de boas práticas regulatórias para prestação do serviço local de gás canalizado, incluindo: i) Transparência na metodologia de cálculo tarifário, que deve dar incentivos econômicos adequados aos investimentos e à operação eficiente das redes; ii) Efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede e iii) Estrutura tarifária proporcional à utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários;
- c. As referências das melhores práticas acima apresentadas;

Buscou-se estabelecer uma tarifa que, além de recuperar os custos operacionais, remunere à Concessionária pela atividade de operação e manutenção, no caso de ramal construído e custeado integralmente por terceiros. Trata-se, portanto, de reconhecer uma remuneração associada ao risco operacional da Concessionária em face da atividade de operação e manutenção desse ativo por todo o prazo da concessão.

Diante de todo o acima exposto, propõe-se que a tarifa específica para uso do sistema de distribuição – TUSD-E seja composta da seguinte forma:

$$TUSD-E = Opex_{médio} + Rem_{O\&M}$$

Onde:

- *TUSD-E*: é a tarifa específica para uso do sistema de distribuição, expressa em R\$/mês para cada m³/dia de demanda⁶, aplicável ao agente livre atendido por ramal dedicado que tenha sido construído e custeado integralmente por este;

⁶ Corresponderá a maior entre (i) a demanda contratada e (ii) a demanda máxima diária verificada no mês de faturamento.

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

- *Opex médio*: é a parcela referente ao custo unitário médio de operação e manutenção do segmento de consumo ao qual o agente livre pertença, expresso em R\$/mês para cada m³/dia de demanda¹, calculado a partir dos custos de opex aprovados no respectivo processo de revisão quinquenal de tarifas, vigente durante o quinquênio em questão, conforme descrito no item 1 abaixo; e
- *Rem o&m*: é a parcela referente ao custo unitário médio da remuneração devida à concessionária pelos riscos inerentes à atividade de operação e manutenção do ramal dedicado, expresso em R\$/mês para cada m³/dia de demanda¹, aprovados no respectivo processo de revisão quinquenal de tarifas, vigente durante o quinquênio em questão, conforme descrito no item 2 abaixo;

A determinação da TUSD-E será realizada a cada revisão quinquenal de tarifas, conforme a fórmula indicada acima, e sofrerá atualização monetária anual, nos mesmos moldes e com o mesmo indicador da atualização anual das margens de distribuição da concessionária.

Este cálculo será realizado de forma independente do cálculo do fluxo de caixa da revisão tarifária, não sendo considerado no cálculo do índice de reposicionamento de margens “m”.

1. OPEX Médio do Segmento (OPEX MÉDIO)

Trata-se de referência para o custo unitário médio da operação e manutenção - *Opex médio* - do segmento de consumo ao qual o agente livre pertença, expresso em R\$/mês para cada m³/dia de demanda¹.

Para a definição desse custo considera-se o OPEX médio anual do segmento, no quinquênio em questão, e a Demanda Total do mesmo segmento - *DTS*.

Essa referência de OPEX médio será definido a cada revisão quinquenal de tarifas, pela expressão definida abaixo.

$$Opex_{médio} = \frac{\left(\frac{Opex_{ano1}}{12 \times DTS_{ano1}} + \frac{Opex_{ano2}}{12 \times DTS_{ano2}} + \frac{Opex_{ano3}}{12 \times DTS_{ano3}} + \frac{Opex_{ano4}}{12 \times DTS_{ano4}} + \frac{Opex_{ano5}}{12 \times DTS_{ano5}} \right)}{5}$$

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

Onde :

$Opex_{ano}$ = Opex Total do segmento de consumo para respectivo ano do quinquênio, expresso em R\$; e

DTS_{ano} = Demanda Total do segmento de consumo para respectivo ano do quinquênio, expresso em m³/dia.

2. Remuneração pela Operação e Manutenção (Rem_{O&M})

A parcela de remuneração pela atividade operação e manutenção – $Rem_{O\&M}$, expressa em R\$/mês para cada m³/dia de demanda¹, será determinada pela aplicação de uma taxa de remuneração sobre um custo de referência do investimento no ramal dedicado, dividido pela Demanda do Agente Livre, e será calculada da seguinte forma:

$$Rem_{O\&M} = \frac{Taxa_{REM} \times Custo_{REF}}{12 \times Dem_{AG\ Livre}}$$

Onde:

$Dem_{AG\ Livre}$ = Demanda do Agente Livre, expressa em m³/dia.

$Taxa_{REM}$ = Taxa de remuneração, antes de impostos, calculada conforme especificado no procedimento indicado abaixo:

- A taxa de remuneração a ser aplicada será definida a partir, apenas, da parcela da fórmula do CAPM que remunera os riscos inerentes à atividade, isolando os parâmetros específicos da remuneração do capital. Trata-se da definição de uma taxa de remuneração inferior à deliberada para a Concessão, à exemplo da experiência observada no setor de energia elétrica (ANEEL).
- Logo, a Concessionária receberá uma remuneração inferior àquela estabelecida no Contrato de Concessão, da mesma forma que foi observado nas referências anteriormente apresentadas, mas que lhe permita remunerar o risco operacional da atividade de operar e manter um investimento de terceiros.
- A taxa de remuneração será definida pela seguinte equação:

$$Taxa_{REM} = \beta * \text{prêmio de risco} / 0,66$$

ANEXO

PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA ESPECÍFICA PARA USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD-E

- Onde:
 - β : é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da Concessionária ao retorno do mercado como um todo; e
 - *Prêmio de risco*: é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo (r_m) e a taxa livre de risco (r_f).
- Essa taxa de remuneração será calculada a partir dos parâmetros deliberados pela AGENERSA na definição da taxa de remuneração (CAPM) a cada revisão quinquenal de tarifas.

O custo de referência do investimento será definido a partir da aplicação de um custo unitário médio adotado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) para gasodutos de transporte no Brasil, que será aplicado às características específicas de extensão e diâmetro de cada ramal dedicado. Trata-se da definição de um custo de referência, amplamente difundido na atividade de regulação. O Tribunal de Contas da União – TCU⁷ tem adotado o custo da EPE para investimentos em gasodutos, como referência nos seus processos.

$$\text{Custo de referência} = \text{R\$/m.pol} * \text{extensão (m)} * \text{diâmetro (pol)}$$

- Considerando os parâmetros indicados no Relatório da EPE, para o PEMAT 2013-2022, o custo metropol (R\$/m.pol) a ser considerado é de 91,23US\$/m.pol. Portanto, para composição da TUSD-E para o quinquênio 2018-2022, será adotado o valor de 376,00 R\$/m.pol (considera o câmbio de Set/19, de 4,1215 R\$/US\$).
- Cabe comentar que a adoção de um custo médio de referência, em vez de considerar o valor efetivo do investimento de cada ramal dedicado, visa permitir a determinação de tarifas *ex-ante* à realização/materialização do investimento, além de garantir transparência, uniformidade e isonomia na composição tarifária.
- Esse custo de referência do investimento deverá ser atualizado a cada revisão quinquenal de tarifas.

⁷ Referência: Relatório TCU - TC-016.248/2014-7

<https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A151356F960151A0B4401E737A&inline=1p>

Contribuições Naturgy Consulta Pública 01 21 TUSD - TUSD E

De : Claudia Henrique Provasi <provasi@naturgy.com> seg, 03 de mai de 2021 12:57

Assunto : Contribuições Naturgy Consulta Pública 01 21 TUSD
- TUSD E

 3 anexos

Para : consultapublica@agenera.rj.gov.br

Cc : Sergio Soares Dos Santos <soares@naturgy.com>, Monica Pinto Toscano De Britto <toscano@naturgy.com>, Maria Angelica Barreira Canettieri <mariaa@naturgy.com>, tiagomohamed@agenera.rj.gov.br, 'Tiago Mohamed Tiago Mohamed' <conselheirotiagomohamed@gmail.com>, fferreira@agenera.rj.gov.br, livia salaroli <livia.salaroli@gmail.com>, Protocolo Regulatório <protocoloregulatorio@naturgy.com>

Caros Senhores

Com cumprimentos, a Naturgy envia por meio dos Arquivos Carta Direg 29/21 e Anexo Direg 29/21, suas contribuições à Consulta Pública 01/21, sobre TUSD e TUSD E.

Aguardamos confirmação de recebimento.

Atenciosamente,

Claudia Provasi

Naturgy 

Claudia Henrique Provasi
Regulación Brasil

Tel. (15) 3322-3410
RPV Fijo:
provasi@naturgy.com

GAS NATURAL SAO PAULO SUL
Ed. Iguatemi Esplanada
Av Gisele Constantino, 1850, 14º andar, Torre I
Parque Bela Vista - Votorantim - SP
Cep:18.110-650
18.110-650 Votorantin (Brasil)
www.naturgy.com.br

Antes de imprimir este mensaje, asegúrese de que es necesario hacerlo. Protejamos el medio ambiente

 **20210428_DIREG 29-21_CP AGENERSA_01_21_Contribuição Naturgy (TUSD e TUSD-E) (002).pdf**

230 KB

 **20210428_ANEXO_DIREG 29-21_Nota Técnica_TUSD_E.pdf**

327 KB



Rio de Janeiro, 03 de maio de 2021
ABRAGET 017/21

Ilmos. Senhores Conselheiros e demais membros da Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA

Assunto: Contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública 01/2021 da AGENERSA - Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E

Prezados Senhores,

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET, vem apresentar seus comentários e contribuições para a Consulta Pública nº 01/2021 da AGENERSA cujo objetivo é a metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

Inicialmente, parabenizamos a iniciativa da AGENERSA em abrir a Consulta Pública para recebimento de sugestões relativas ao gás canalizado, com focos no cálculo da TUSD e TUSD-E.

No entendimento da ABRAGET, o material divulgado pela AGENERSA com a proposta da Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E, apresenta algumas lacunas nas definições, e até mesmo conceitos inadequados, em nossa opinião. Os comentários e contribuições encaminhadas abaixo visam colaborar com o aperfeiçoamento do Processo Regulatório nº SEI-220007/002145/2020, de fundamental importância para os atuais e futuros empreendimentos termelétricos no Estado do Rio de Janeiro.

A proposta da AGENERSA para o cálculo da TUSD e TUSD-E, apresenta 2 conceitos fundamentais:

Cliente Cativo: "aquele que está conectado a um ramal pré-existente, cadastrado em uma categoria tarifária por destinação do insumo (opção pelo uso, em detrimento da opção pela forma de aquisição), que possui relação comercial direta e, presumivelmente, estável, com o fornecedor de gás, cuja atuação, no caso estrito, é mista de transportador e comercializador (ambas as funções condensadas no serviço de distribuição de gás canalizado, previsto em instrumento concessivo)".

ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – CNPJ: 05.045.195/0001-00
Praia de Botafogo 228/ sala 609 - Rio de Janeiro – RJ – CEP 22250-040
Tel/Fax: (21) 2296-9739/2253-0926 ▪ e-mail: engenharia@abraget.com.br

Agente Livre: Quando o Cliente Cativo decide "adquirir o insumo diretamente do produtor".

Na opinião da ABRAGET, os conceitos para o cálculo da TUSD e TUSD-E estão mais profundamente definidos na Consulta Pública nº. 02/2021 da AGENERSA, cujo objetivo é estabelecer as condições Gerais de Fornecimento e de Operação e Manutenção de Gasoduto Dedicado para Agentes Livres. Ainda assim, verificamos que existem conceitos na Consulta Pública nº. 01/2021 que são diferentes aos conceitos definidos nas Consultas Públicas nº. 02/2021 e 03/2021.

A ABRAGET entende que, no intuito de se obter a ideal harmonização das definições no âmbito Federal e Estadual, os conceitos a serem definidos deveriam estar alinhados com os estabelecidos na Lei Federal nº. 14.134, de 08 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás Natural).

Na Figura 1 estão representadas as condições gerais para o fornecimento de gás natural a nível estadual.

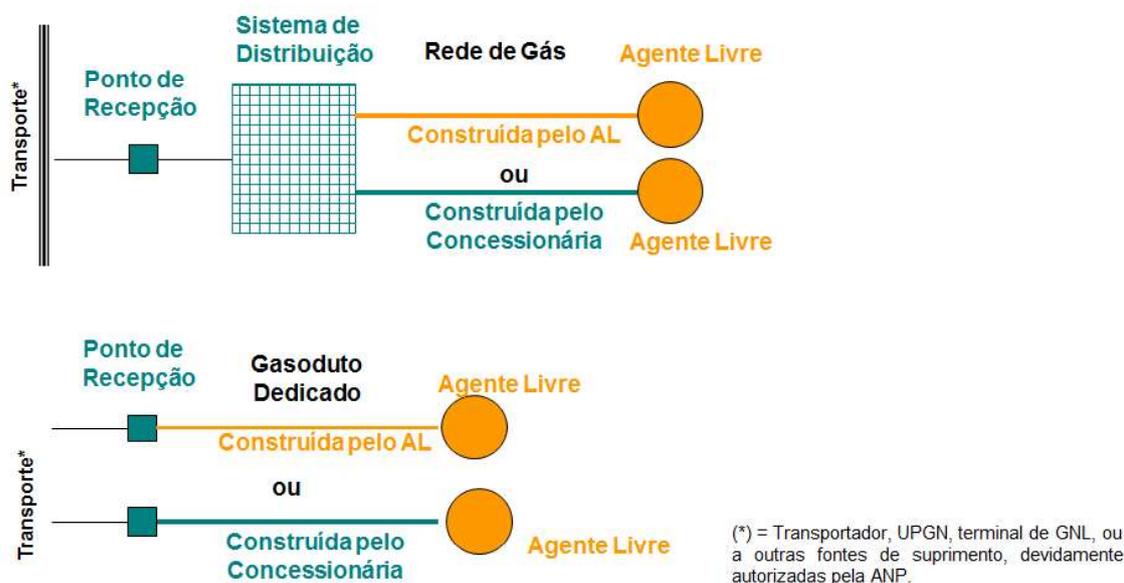


Figura 1 – Condições Gerais de Fornecimento de Gás Natural

A Figura 1 apresenta as duas condições distintas onde o Agente Livre tem direito à TUSD ou à TUSD-E. Quando o Agente Livre é atendido pela Rede de Gás da Concessionária (parte superior da Figura), ele deve pagar a TUSD. Entretanto, quando é atendido por Gasoduto Dedicado (parte inferior da Figura), ou seja, diretamente

conectado ao transportador, terminal de GNL, UPGNs ou a outras fontes de suprimento, devidamente autorizadas pela ANP, o Agente Livre terá direito à TUSD-E, independentemente de quem construiu o gasoduto dedicado (se a Concessionária ou se o próprio Agente Livre).

Especificamente no caso do Agente Livre atendido por Gasoduto Dedicado, para a definição das tarifas do serviço de distribuição específicas (TUSD-E), deve ser considerado se tal gasoduto foi construído pelo próprio Agente Livre ou construído pela concessionária de distribuição de gás natural.

A ABRAGET considera importante que haja uma definição correta dos conceitos, com o objetivo de não restringir futuramente qualquer agente que venha a ter direito a TUSD-E, inclusive aqueles que foram os pioneiros, ou seja, viabilizaram o gasoduto dedicado pela Concessionária e, a partir desse gasoduto outros usuários passaram a ser atendidos, conforme previsão do §3º do Art. 3º da Deliberação AGENERSA 4068/2020, com redação dada pelo Art. 6º da Deliberação AGENERSA 4142/2020.

Finalmente, verificamos que na proposta da AGENERSA não há a definição do conceito de malha, que deve estar atrelada à Rede da Concessionária, conforme ilustrado na parte superior da Figura 1.

Análise TUSD – Agentes Livres conectados na malha da Concessionária

Segundo o documento disponibilizado pela AGENERSA, o cálculo da TUSD depende da determinação do montante de OPEX e dos gastos com atividades que a Concessionária não incorrerá, por serem exercidos pelos chamados Agentes Livres. A TUSD dependerá da Margem do Segmento (MS) sendo retirada a Parcela Dedutível (PD) do Agente que estará relacionada aos custos que a Concessionária de Distribuição não incorrerá para o atendimento ao respectivo Usuário Livre.

No entendimento da ABRAGET, a definição de Margem de Segmento (MS) dever englobar as classes de usuários por nível de consumo. Portanto, é importante que as margens para cada segmento estejam bem definidas nas diretrizes da Metodologia de Cálculo da TUSD.

Adicionalmente, há necessidade de que seja detalhada a composição do que será classificado como "GAT" (Total de Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional), usado para calcular a Parcela Dedutível (PD), com a indicação dos gastos que podem estar inseridos nesta rubrica, incluindo, mas não se limitando a: despesas

com publicidade, propaganda, relações públicas, despesas comerciais, comunicação e marketing etc.

Análise TUSD-E

Foram apresentadas pela AGENERSA, duas definições relacionadas à movimentação de gás natural para o Agente Livre atendido por gasoduto dedicado:

- a) *Quando há um gasoduto dedicado construído pela Concessionária;*
- b) *Quando há um gasoduto dedicado construído pelo Agente Livre;*

Mais uma vez a ABRAGET considera fundamental compatibilizar as definições estabelecidas no documento disponibilizado pela AGENERSA com as definições apresentadas na Lei Federal nº. 14.134, de 08 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás Natural).

TUSD-E para clientes atendidos por gasoduto dedicado:

Replicamos abaixo as definições disponibilizadas pela AGENERSA:

- a) *TUSD-E para Gasoduto Dedicado Construído pela Concessionária:*

A TUSD-E deve incluir a remuneração do investimento relacionada pela Concessionária, partindo-se dos mesmos critérios de remuneração da Base de Ativos Remunerados – BAR, decidida em revisão quinquenal, mas sem incluir o bem na lista. Esta situação se aplica aos dutos construídos em regime de coparticipação.

- b) *TUSD-E para Gasoduto Dedicado Construído pelo Usuário Livre:*

Nesta situação não há qualquer remuneração de investimento, pois o entendimento é de que a construção do duto seja bancada pelo Agente Livre.

Uma regra básica, proposta pela AGENERSA, para a definição e cálculo da TUSD-E inclui a desagregação de custos de distribuição e comercialização, bem como a classificação e distribuição de custos que melhor atendam a especificidade e razoabilidade da rede, além da sustentabilidade do serviço de distribuição.

Na abordagem específica dos investimentos (CAPEX) da TUSD-E, deverão ser refletidos os custos específicos para atendimento do usuário. Reforce-se que os

investimentos específicos para a rede dedicada não devem ser incluídos na BAR comum da concessão.

E ainda há a questão do OPEX, onde deverão ser consideradas aquelas rubricas estritamente necessárias à efetiva operacionalização e manutenção do ramal dedicado.

Posteriormente foi divulgada a metodologia proposta pela GENER-UFF que tem como “inovação principal” a distinção entre os itens de OPEX que dependem da extensão da rede, dos itens de OPEX que não dependem de extensão. Essa proposta busca estabelecer tarifa justa através desta separação dos custos.

“A metodologia proposta não considera os custos os itens relativos ao custo de comercialização e publicidade e propaganda. Esses custos não devem ser repassados aos agentes livres que devem negociar o suprimento de gás por sua conta e risco.”

Não restam dúvidas que os geradores termelétricos são responsáveis pelo consumo de maior parte do volume de gás natural das concessionárias.

Na opinião da ABRAGET, a fórmula apresentada pela UFF apresenta um componente ligado ao volume de GN consumido, o que pode alterar totalmente o conceito de tarifa específica para Agentes Livres conectados a gasodutos dedicados.

A questão da especificidade deveria estar relacionada somente a aspectos associados à instalação, ou seja, ao custo para implantar e operar o gasoduto dedicado. Demais custos da concessionária não devem ser alocados ao Usuário Livre.

Por estas razões a proposta da ABRAGET vai ao sentido de que a fórmula ideal para cálculo da TUSD-E deveria considerar um OPEX específico para cada gasoduto dedicado, baseada no custo de O&M deste gasoduto específico.

Em termos da fórmula apresentada pela AGENERSA no documento “Parecer da Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E”, a ABRAGET apresenta a seguir as seguintes contribuições:

Em relação a definição da TUSD-E para clientes atendidos por Gasodutos Dedicados e construídos pela Concessionária, a ABRAGET entende que:

1. O "OPEX médio" deveria ser substituído por "OPEX específico do gasoduto dedicado", que deve levar em consideração apenas os custos relacionados à operação e manutenção do Gasoduto Dedicado que movimentam gás natural para o Agente Livre. Uma maneira de calcular seria através da fórmula a seguir:

OPEX específico do gasoduto dedicado = (Extensão do Gasoduto Dedicado em Km/ Extensão Total da Rede de Distribuição em Km) * OPEX^{Concessionária};

Sendo que:

OPEX^{Concessionária} = OPEX da Concessionária excluindo itens relacionados à comercialização, que são referentes ao pessoal da área comercial e de suprimento de gás, despesas comerciais, comunicação e marketing e gestão de gás e transporte;

2. O "O&M médio" deveria ser substituído por "CAPEX específico do gasoduto dedicado" e deve ser calculado levando-se em consideração exclusivamente o investimento no Gasoduto Dedicado;
3. A remuneração do "CAPEX específico do gasoduto dedicado" deveria ser obtida com a utilização da metodologia de Fluxo de Caixa descontado (Valor Presente Líquido igual a 0 para uma taxa de retorno do distribuidor) que considerasse depreciações, amortizações e outras linhas que fazem parte do negócio, respeitando a variação desses valores ao longo do tempo. A fórmula utilizada na Minuta da CP 01/2021 cria uma perpetuidade mesmo para ativos já totalmente depreciados, como os Gasodutos Dedicados da maioria das UTEs em operação no Estado do Rio de Janeiro;
4. Desse modo, sugerimos a seguinte fórmula para obtenção da TUSD-E:

TUSD-E = OPEX específico do gasoduto dedicado + CAPEX específico do gasoduto dedicado

Em relação à definição da TUSD-E para clientes atendidos por gasoduto dedicado construído pelo Agente Livre, a ABRAGET entende que:

1. o "OPEX médio" deveria ser substituído por "OPEX específico do gasoduto dedicado". A fórmula deveria então ser:

TUSD-E = OPEX específico do gasoduto dedicado

Rio de Janeiro, 03 de maio de 2021.
ABRAGET 017/21

Por fim, informamos que contribuições adicionais serão encaminhadas individualmente pelos associados da ABRAGET.

A ABRAGET mais uma vez se coloca à disposição da AGENERSA para quaisquer esclarecimentos, e, em particular, para discussão dos problemas relatados, em conjunto com nossas associadas.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente

Contribuições da ABRAGET para Consulta Pública 01/2021: Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

De : Felipe Lamm <felipelamm@abraget.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 12:35

Assunto : Contribuições da ABRAGET para Consulta Pública 01/2021: Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

 2 anexos

Para : consultapublica@agenera.rj.gov.br

Cc : Xisto Vieira <xistovf@abraget.com.br>, Edmundo Silva <edmundosilva@abraget.com.br>

Prezados,

Em nome do Dr. Xisto Vieira Filho, Presidente da ABRAGET, encaminho em anexo as contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública 01/2021 da AGENERSA que trata da metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

Atenciosamente,

Felipe Ernesto Lamm Pereira
Engenheiro Eletricista

ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
CNPJ 05.045.195/0001-00

Praia de Botafogo, 228 Sala 609 – Rio de Janeiro, RJ. CEP: 22250-040

Tel/Fax: (21) 2296-9739/ 2253-0926/ 2516-1229 – www.abraget.com.br



 **CARTA EXTERNA ABRAGET 017 DE 2021 - CP 01_2021 - AGENERSA.pdf**
206 KB

Brasília, 03 de maio de 2021.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública 01/2021 da Agerensa Metodologia de Cálculo TUSD e TUSD-E

Resumo

- Apoio à definição de metodologia para o cálculo da TUSD e TUSD-E de forma transparente, previsível e com participação pública; e
- A proposta apresentada pela Agerensa de metodologia para cálculo da TUSD e TUSD-E requer maior detalhamento de cada componente, com as devidas justificativas.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública 01/2021 da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agerensa), que possui objetivo de estabelecer metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

Como já explanado pela Associação perante esta Agência em outras oportunidades, somos favoráveis à definição de metodologia para cálculo da TUSD e TUSD-E de forma transparente, previsível e com participação pública.

Uma das diretrizes do Manual de Boas Práticas Regulatórias do mercado de gás natural publicado pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)¹, diz respeito à transparência na metodologia do cálculo tarifário e à definição dos componentes da tarifa.

O mesmo documento reforça a importância que o agente livre possa adquirir gás natural de um comercializador ou produtor, não tendo que pagar nenhuma margem de comercialização para distribuidora, pagando apenas a tarifa referente à movimentação do gás na rede de distribuição.

Além disso, a Lei 14.134/21, no art. 29, determina que as tarifas de operação e manutenção estabelecidas pelo órgão regulador estadual para gasodutos dedicados,

¹ Disponível em: <https://bit.ly/32YfdIQ>.

devem seguir os princípios da razoabilidade, publicidade e especificidade de cada instalação.

Ao analisar a proposta de metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E apresentada pela Agenesra no âmbito da consulta pública 01/21, constatamos que requer maior detalhamento de cada um dos componentes das tarifas em questão, com as devidas justificativas das escolhas.

Dessa forma, para se conseguir oferecer maior qualidade de informação aos agentes, até mesmo para que possam elaborar suas sugestões de alterações na proposta, é recomendado detalhar e justificar cada componente utilizado no cálculo da TUSD e TUSD-E, além de levar em consideração que no caso da TUSD-E os custos devem refletir exatamente os gastos específicos dos gasodutos dedicados, como determina a nova Lei do gás e a Deliberação Agenesra 4.142/20, e no caso da TUSD deve ser deduzido integralmente o valor referente ao encargo de comercialização, quando for paga por agentes livres.

Acreditamos que assim, além da transparência aos agentes a respeito da metodologia aplicada, como orienta o Manual de Boas Práticas Regulatórias do CMGN, a Agência seguirá os princípios da razoabilidade, especificidade e previsibilidade, determinados na nova Lei do gás perante a definição do processo tarifário, contribuindo para um mercado com maior segurança jurídica aos agentes.

Por fim, reiteramos nosso apoio à adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e a operação eficiente das redes, com a devida transparência aos agentes para análise e reprodução dos cálculos, em linha com as recomendações do Governo Federal.

Atenciosamente,

Yasmin de Oliveira
Assessora de Energia

Frederico Rodrigues
Vice-Presidente de Energia

Danyelle Bemfica
Trainee

Bernardo Sicsú
Diretor de Eletricidade e Gás

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública Agenera nº 01/2021

De : Grupo Técnico <gt@abraceel.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 16:09

Assunto : Contribuição da Abraceel à Consulta Pública
Agenera nº 01/2021

 1 anexo

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Prezados,

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública nº 01/2021 da Agenera, que possui objetivo de estabelecer metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E.

Atenciosamente,
Diretoria Executiva.

 **Contribuição Abraceel - CP 01 Agenera - Metodologia TUSD e TUSD-E.pdf**
120 KB

**CONTRIBUIÇÃO DA ABRACE À CONSULTA PÚBLICA Nº 01 DE 2021-
DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO DO ESTADO
DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA**

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TUSD E TUSD-E

Maio de 2021

1 INTRODUÇÃO

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres – ABRACE, cumprimenta a Agenera pela abertura de consulta pública, que dispõe sobre metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-e, em conformidade com as deliberações Agenera 4068 e 4142 de 2020. A participação de todos os agentes interessados, com ampla publicidade das informações tidas como essenciais, garante um processo transparente e isonômico em um mercado onde estes princípios são imprescindíveis, já que os usuários não têm a opção de escolher seu prestador de serviço de distribuição de gás natural canalizado.

Primeiramente, nossa percepção é de que a nota técnica que subsidia esta consulta pública (CAPET/002/2021) carece de maior aprofundamento. As fórmulas propostas da TUSD e TUSD-e foram descritas sem maiores explicações do racional. Tampouco foram realizadas simulações dos valores da TUSD e TUSD-e que seriam calculadas utilizando as fórmulas propostas. Não constam também na referida nota informações detalhadas da estrutura de custo das concessionárias para subsidiar as propostas desta contribuição. A estrutura de custos que constam no processo de revisão tarifária não tem detalhamento suficiente para elaborar metodologia da TUSD e TUSD-e.

2 TUSD

Importa ressaltar o conceito para o cálculo da TUSD que retiramos do art. 13 da Deliberação 4068/2020:

“...correspondente à margem do segmento de consumo da Distribuidora, deduzindo-se os encargos de comercialização pela aquisição do gás natural...”

A fórmula trazida pela nota técnica tentou traduzir esse conceito:

$$TUSD = MS - PD$$

$$PD = \left(\frac{GAT}{OPEX} \right) MS$$

Ou seja:

$$TUSD = MS \left(1 - \frac{GAT}{OPEX} \right)$$

Sendo:

GAT = Total de Gastos de atividade comercial estimados para o ciclo revisional.

Entretanto, não foi considerado nesta fórmula apresentada pela agência a participação dos custos de capital (Base de Ativos líquido e CAPEX) no fator de dedução GAT/OPEX, caracterizando inconsistência metodológica e, possivelmente, majorando a dedução para cálculo da TUSD. Com vistas a manter a simplicidade do cálculo e corrigir a distorção identificada, sugere-se aprimoramento metodológico, conforme apresentado a seguir.

2.1. Proposta ABRACE:

É de entendimento desta Associação de que a proposta idealizada para o cálculo da TUSD deve, necessariamente, ser conduzida juntamente com um processo de reforma metodológica da formação tarifária como um todo. Entretanto, como tal medida ultrapassa a abrangência da discussão da presente consulta pública, limitamos nossa proposta para uma versão mais simplificada possível, visando manter o mínimo de coerência metodológica na aplicação. Dessa forma, apresentamos o passo a passo a seguir.

De modo sumário, a formação da margem é dada por:

$$Margem = \frac{CAPEX + OPEX}{Demanda_{TOTAL}}$$

O CAPEX representa o custo de capital, considerando os ativos da concessionária e a remuneração pelos investimentos e da depreciação.

O OPEX, por sua vez, representa o custo operacional que incorpora gastos ligados às atividades da empresa, incluindo a atividade de distribuição e de comercialização, ou seja:

$$OPEX = CC + CD$$

Sendo:

CC: Custos ligados à atividade de Comercialização;

CD: Custos ligados à atividade de Distribuição.

Conforme apontado anteriormente, a deliberação da agência define a TUSD como a margem do segmento, deduzida o encargo de comercialização. Portanto:

$$TUSD = \frac{CAPEX + (OPEX - CC)}{Demanda}$$

Ao manipular esta fórmula, considerando a definição da margem, previamente apresentada, temos:

$$TUSD = Margem - \frac{CC}{Demanda}$$

O componente $\frac{CC}{Demanda}$ é considerado como a definição do “Encargo de Comercialização” citado na Deliberação 4068/2020. Entretanto, para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, especificamente em relação à cobertura dos custos com atividade de comercialização, faz-se coerente partilhar seus custos pela demanda total do mercado cativo.

$$Encargo Comercialização = \frac{CC}{Demanda_{CATIVO}}$$

Dessa forma, a fórmula de definição da TUSD proposta é dada por:

$$TUSD = Margem - \frac{CC}{Demanda_{CATIVO}}$$

Além da proposta metodológica, considera-se fundamental que a regulação estabeleça clara separação da composição dos custos da atividade de comercialização, e, em concomitância, promova a publicidade destes custos para maior entendimento da sociedade.

Para fins de ilustração, nota-se que a Nota Técnica apresentada pela agência não trouxe entendimento de quais gastos seriam considerados como de “atividade comercial”.

Vejamos a estrutura dos custos de OPEX da CEG descritos na nota técnica final da CAPET:

PROPOSTA GT						
CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
- Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
- Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
- Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teleatendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805

Dessa forma, sugerimos que as seguintes linhas da estrutura de custo devem compor o cálculo de CC (Custo de Comercialização):

- Atividades de comercialização

- Publicidade e propaganda
- Pessoal (vinculado a atividade de comercialização). Por exemplo, todo pessoal alocado na diretoria comercial.
- Jurídico (vinculado a atividade de comercialização)
- Aluguel (vinculado a atividade de comercialização)

Para simularmos o valor da TUSD para a CEG, precisaríamos de maiores informações sobre a estrutura de despesas com pessoal. Para um exercício de simulação, estimamos este custo em 20% do total do custo com pessoal, jurídico e aluguel.

Neste caso, o CC da CEG para este ciclo revisional seria de R\$ 257.555 mil. E, considerando que a demanda total do mercado cativo projetada para o período¹ foi de 7.93 milhões m³, temos:

$$\text{Encargo Comercialização} = \frac{R\$ 257.555 \times 10^3}{7.93 \times 10^9 \text{ m}^3}$$

$$\text{Encargo Comercialização} = 0,0324 \text{ R\$/m}^3$$

Portanto:

$$TUSD = Margem - 0,0324 \text{ R\$/m}^3$$

Para o caso da CEG Rio, o encargo de comercialização obtido foi de R\$ 0,0134/m³.

Para as próximas revisões tarifárias, propomos que a TUSD e o encargo de comercialização sejam calculados no âmbito da revisão. Dessa forma, a metodologia pode ser aprimorada de forma que o Encargo de Comercialização reflita de forma mais aderente à recuperação das despesas diretamente causadas pela atividade de comercialização da distribuidora.

¹ Conforme Anexo 3 do Relatório da Concessionária CEG, disponibilizada no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal.

3 TUSD-E

Entendemos que as fórmulas propostas na nota técnica pela CAPET não representam a ideia conceitual da tarifa específica. Tampouco poderiam ser aplicadas pois apresentam alguns erros matemáticos.

Focaremos nossa contribuição na proposta alternativa apresentada pela Agenera, fruto do estudo realizado pelo grupo Gener da Universidade Federal Fluminense (UFF).

A ABRACE manifesta seu apoio à metodologia proposta pela UFF publicada pela Agenera em seu site (<http://www.agenera.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-01/ContribuicaoUFF.pdf>) com algumas ressalvas e propostas de modificações.

Ressalta-se que as receitas obtidas pela concessionária com TUSD-e devem entrar no cômputo da margem da distribuidora quando da revisão tarifária. Dessa forma, garante-se o equilíbrio econômico da concessão.

Reproduz-se a fórmula proposta pela UFF para escrutínio e sugestões:

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

- Nota-se que o TUSD-e é calculada como um montante financeiro (em R\$), e não como uma tarifa (R\$/m3). Sugere-se a inclusão do denominador, como a Capacidade Diária Contratada (CDC) que deve constar no Contrato de Uso de Sistema de Distribuição (CUSD) e o agente livre. Tal premissa impõe ao agente livre o pagamento da tarifa específica proporcional à capacidade contratada, que é mais coerente do que o pagamento de um montante financeiro fixo.
- Dessa forma, a CDC_i deve ser incorporada no numerador, substituindo a variável DM_i. Trata-se de medida que visa maior coerência, já que não se sabe, de antemão, qual será a demanda máxima do agente;
- Da mesma forma, deve-se substituir o termo DM_h, pois ele representa a demanda máxima histórica. Não há um baseline descrito para este cálculo. A demanda máxima histórica não representa, necessariamente, a projeção de demanda do segmento. Sugerimos utilizar a variável D^{seg}, que melhor representa a projeção de demanda aprovado no processo de revisão tarifária.

Reescrevendo a fórmula, teríamos:

$$TUSD - e = \frac{\alpha \cdot \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} \cdot OPEX^{conces} + (1-\alpha) \cdot \frac{CDC_i}{D^{seg}} \cdot \frac{t^{seg} \cdot D^{seg}}{t^{media} \cdot D^{total}} \cdot OPEX^{conces} + \%Invest^{conces} \cdot Remun. Capex}{CDC_i}$$

Ressaltamos alguns pontos de atenção para aplicação desta fórmula:

- O cálculo de α deve ser criterioso e obedecer a lógica exposta na metodologia da UFF: determinar o percentual do OPEX da concessionária que é variável com a extensão da rede (metro.pol).
- Apoiamos o exercício realizado pela UFF que elencou as seguintes linhas de custo que variam com a extensão da rede:
 - Manutenção e Conservação
 - Gastos Serviços Clientes
 - Perdas
- No exercício realizado com a CEG-RIO, calculou-se o α de 31%. Entendemos esta ordem de grandeza pertinente, pois retrata o percentual do OPEX “específico” da instalação.
- Desta forma, o agente livre que goza da tarifa específica pagaria 69% do OPEX da mesma forma que os outros consumidores do segmento que faz parte.
- Tal premissa é coerente com a especificidade da tarifa, mas também com o princípio da solidariedade.
- Não faria sentido a adoção de um α muito elevado que reduziria os benefícios que este novo agente traria para os outros consumidores da rede. Consumidores estes que pagam por toda a estrutura da rede e que, a princípio, não tem direito de construir um gasoduto dedicado.

Apresentamos abaixo algumas simulações que corroboram o exposto acima. Verificamos que os valores da TUSD-e são expressivamente inferiores às margens praticadas atualmente. Mas são ainda mais reduzidas quando utilizado α de 70%.

Para a ilustração dos efeitos, consideramos 2 casos. Nos dois exemplos, para fins de simplificação, não houve participação da distribuidora no investimento do gasoduto.

- Exemplo 1: consumidor industrial, com capacidade de consumo dedicado máximo de 100.000 m³/dia, atendido com gasoduto de 6 polegadas a 100 m da rede de transporte.
- Exemplo 2: consumidor industrial, com capacidade de consumo dedicado máximo de 400.000 m³/dia, atendido com gasoduto de 8 polegadas a 2 km da rede de transporte.

Considerando os dados disponibilizados durante Consulta Pública de revisão tarifária da CEG Rio, como dados de entrada para cálculo da tarifa específica, obtivemos os seguintes resultados:

	Característica	TUSD-E	
		Alfa = 31%	Alfa = 70%
Exemplo 1	100 mil m ³ /dia 0,1 km	R\$ 0,046 /m ³ .dia	R\$ 0,020 /m ³ .dia
Exemplo 2	400 mil m ³ /dia 2 km	R\$ 0,041 /m ³ .dia	R\$ 0,019 /m ³ .dia

Pela simulação exposta concluímos que a metodologia proposta pela UFF é robusta para atender os requisitos da tarifa específica da legislação estadual e federal. Apesar de sugerir certa complexidade, as fórmulas podem ser reproduzidas pelos agentes desde que as informações necessárias sejam disponibilizadas pela Agência e Distribuidora. Por fim, entendemos que dimensionamento do α proposto (da ordem de 30%) atende aos preceitos de viabilização de novos investimentos ao mesmo tempo em que garante uma tarifa mais módica para todos os usuários da rede.

Contribuição à CP 01/2021

De : Adrianno Farias Lorenzon
<adrianno@abrace.org.br>

seg, 03 de mai de 2021 14:30

 1 anexo

Assunto : Contribuição à CP 01/2021

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Cc : Natália Seyko Inocencio Aoyama
<seyko@abrace.org.br>, Juliana Rodrigues de Melo
Silva <juliana@abrace.org.br>

Prezados,

Boa tarde.

Encaminho contribuição da ABRACE à CP Agenera 01/2021 sobre metodologia da TUSD e TUSD-e.

Agradecemos a confirmação de recebimento.

Atenciosamente, Adrianno Lorenzon

 **Contribuição_ABRACE_CP 01.pdf**
469 KB

CONSULTA PÚBLICA AGENERSA Nº 01/2021

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A DEFINIÇÃO DE METODOLOGIA DE CÁLCULOS PARA TUSD E TUSD-E NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

1. Contextualização

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), instituída em 2004, tem como principal objetivo criar condições favoráveis para investimentos da indústria em autoprodução e auto-importação de energéticos, incluindo o gás natural e o gás natural liquefeito (GNL).

Atualmente, a ABIAPE congrega em seu rol de associados dezesseis grandes grupos industriais que faturam mais de R\$ 300 bilhões por ano e empregam diretamente mais de 230 mil trabalhadores em todo país.

Em razão da geografia privilegiada do estado do Rio de Janeiro no acolhimento de estruturas portuárias, além de sua proximidade em relação aos campos de exploração e produção do pré-sal e aos principais centros de consumo do país, os associados da ABIAPE estudam oportunidades para a realização de investimentos em novos projetos de auto-importação de GNL no estado. Compromissos financeiros como esses, no entanto, exigem confiança em um marco regulatório robusto capaz de trazer segurança jurídica e garantir retorno adequado para a realização de investimentos.

Conforme posicionamento desta Associação, já manifestado em diversas oportunidades a essa Agência, a ABIAPE reitera, com base no art. 177 da Constituição Federal, que a movimentação de gás natural e GNL destinada a uso próprio por meio de gasodutos dedicados — dentro das instalações da empresa —, não se caracteriza como serviço público de distribuição. Logo, na visão da Associação, a aplicação de tarifa específica de distribuição (TUSD-E) à movimentação de gás em gasodutos nessas condições é indevida.

Porém, dado que a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020 — diferente de estados como Bahia, Sergipe e Amazonas — rejeitou a não incidência de tarifa de distribuição sobre gasodutos dedicados, essa decisão não será questionada pela ABIAPE neste documento. A Associação defenderá, sim, aprimoramentos regulatórios suplementares que possibilitem investimentos em auto-importação de GNL com destinação para uso industrial no estado. Não há dúvidas quanto ao fato de que a aprovação de regulamentação tarifária no Rio de Janeiro que mantenha o *status quo* sobre o tema — aplicação de tarifas desproporcionais sobre ramal dedicado — irá repelir investimentos no território fluminense e canalizá-los para outros estados, tais como os já mencionados.

Nesse contexto, destaca-se a divergência de forma extensiva entre a proposta da AGENERSA e o conteúdo expresso no art. 29 da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás),

o qual determina que as tarifas de operação e manutenção estabelecidas pelo órgão regulador estadual para gasodutos dedicados devem seguir os princípios da razoabilidade, publicidade e especificidade de cada instalação. Ao contrário dos preceitos elencados, a proposta apresentada pela Nota Técnica AGENERSA/CAPET/002/2021 é vaga e imprecisa na definição de diversos itens do cálculo sugerido. Além disso, o documento se exime de qualquer arguição que justifique a alternativa adotada ou mesmo da publicação de simulações que demonstrem sua aplicação. Adicionalmente, os parâmetros adotados na proposta não refletem custos específicos do gasoduto dedicado como determina a Lei e a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020.

O processo decisório dessa Agência desconsidera o art. 6º da Lei 13.848/2019, o qual determina a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) pela Agência Reguladora com o objetivo de criar atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos. Além de ser uma importante ferramenta de avaliação de custos, benefícios e efeitos da regulação, a elaboração de AIR é fundamental dentro do próprio processo administrativo, pois capacita os agentes envolvidos no processo de auxiliar a Agência na tomada de decisões regulatórias, limitando a discricionariedade do regulador.

Nesse cenário, a ABIAPE apresenta a seguir suas contribuições relativas à adoção de metodologia tarifária que cumpra os princípios apregoados em Lei e conduza o estado do Rio de Janeiro aos resultados esperados: atração de investimentos, fortalecimento da indústria, geração de empregos e aumento da arrecadação tributária.

2. Contribuição ABIAPE

2.1. TUSD-E

Quanto à tarifa específica, a Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, diz o seguinte:

“Art. 14 - Os novos Agentes Livres - aqueles consumidores ainda não interligados ao sistema de distribuição quando da publicação da presente deliberação - abastecidos por gasoduto dedicado terão direito à **Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que deverá ser calculada** com base no investimento, quando realizado pela Distribuidora, ou sem o investimento quando realizado pelo consumidor, e à **parcela dos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado**, com observância aos critérios previstos nos § 1º ao § 3º e definições emanadas do processo regulatório previsto no parágrafo 4º.

§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, não sendo permitida sua contabilização e remuneração do gasoduto dedicado sobre os ativos totais da concessão.

§2º - Os custos operacionais do gasoduto dedicado (*Opexespecífico*) serão calculados com base nos custos de operação e manutenção *específicos* do gasoduto que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização. [...]” (grifos nossos)

Com vistas a regulamentar a Deliberação aprovada, a Agência parte de duas situações para definir a tarifa específica de um gasoduto dedicado: quando este é construído pelo usuário livre e quando a construção é realizada pela própria distribuidora. Segue abaixo a formulação proposta em consulta pública:

➤ **No caso de ramal construído pelo usuário:**

$$TUSD - E = OPEX_{\text{médio}} \quad (1)$$

Onde:

$$OPEX_{\text{médio}} = \frac{OPEX_{\text{específico}}}{OPEX_{\text{total}}} \quad (2)$$

Sendo:

$OPEX_{\text{específico}}$ = Somatório dos valores totais das rubricas:

- Manutenção e conservação
- Gastos serviço a cliente
- Outros (3)
- Despesas de pessoal
- Outras despesas
- Sub-rubrica Transportes e fretes

$OPEX_{\text{total}}$ = Valor total da OPEX aprovado para o ciclo revisional

➤ **No caso de ramal construído pela distribuidora:**

$$TUSD - E = OPEX_{\text{médio}} + O\&M_{\text{médio}} \quad (4)$$

Onde: $OPEX_{\text{médio}}$ é o mesmo que o calculado em (2); e

$$O\&M_{\text{médio}} = \frac{(TR * CONSTRUÇÃO)}{CONSUMO} \quad (5)$$

Sendo:

$CONSUMO$ = consumo anual contratado, em m^3

TR = taxa de remuneração aprovada para o ciclo de revisão

$CONSTRUÇÃO$ = Custo de referência para construção de gasodutos, em que:

$$CONSTRUÇÃO = CUSTO BASE * EXTENSÃO * DIÂMETRO DO DUTO (6)$$

O detalhamento é:

DIÂMETRO DO DUTO – Medida, em polegadas, do diâmetro da tubulação empregada

EXTENSÃO – Comprimento, em metros, da tubulação construída

CUSTO BASE – Estimativa média para construção de tubulações de gás, conforme estudo da EPE

Parâmetros do custo de base:

- US\$ 91,23 por metro polegada
- R\$/US\$ 3,3517, data base de dezembro de 2016
- R\$ 305,7756 por metro polegada

O primeiro ponto a ser destacado na proposta apresentada em consulta pública é a sua divergência com respeito à composição da TUSD-E definida pelo art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, transcrita anteriormente. Embora a norma aprovada pela Agência seja clara quanto às definições dos parâmetros que deveriam formar a TUSD-E (*OPEX específico* e *CAPEX específico*), a proposta em discussão parte de parâmetros distintos daqueles: *OPEX médio* e *O&M médio* (equações 1 e 4). Veremos nas próximas seções que essa mudança em relação à deliberação não se refere apenas a uma questão de nomenclatura, mas também de conceito, colocando em risco a aplicação do trabalho ora em curso na Agência.

2.1.1.1. *OPEX médio*

Para a construção do *OPEX médio*, a AGENERSA se utiliza da razão entre *OPEX específico* e *OPEX total*, dividindo ao final esse valor por 5 (equação 2) – o que não faz sentido econômico. Isso porque, partindo de uma análise dimensional das unidades de medida que compõem o parâmetro *OPEX médio*, conclui-se que o resultado constitui uma fração e não um valor monetário em reais. Adicionalmente, constata-se a ausência de qualquer esclarecimento na nota técnica relacionada à motivação e fundamentação da ponderação em 20% (1/5) da razão entre *OPEX específico* e *OPEX total*.

O parâmetro *OPEX específico* (equação 3), diversamente do sugerido pelo próprio nome e pelo descrito na Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, não representa as despesas operacionais específicas incorridas pela distribuidora em razão de fornecer serviço de operação e manutenção para ativo individual, fora da malha de distribuição. Ao invés disso, o parâmetro de *OPEX específico* parte de um somatório de rubricas listadas pela AGENERSA relativas a toda concessão da distribuidora.

As rubricas elencadas pela AGENERSA como *OPEX específico* tampouco deveriam ser classificadas como tal. Isso porque, por definição, o OPEX corresponde a custos, em

geral de caráter variável, relacionados ao ciclo operacional da empresa. Como exemplo na área do setor elétrico, a ANEEL classifica como OPEX das distribuidoras apenas as despesas relativas a pessoal, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros encargos financeiros. Em comum, todas essas contas afetam o resultado da distribuidora ao fim do exercício social.

A proposta em consulta pública, por sua vez, caracteriza como *OPEX específico* contas patrimoniais de longo prazo, de caráter fixo, e que, portanto, não se relacionam ao conceito de OPEX, tais quais Bens Imóveis e Construções, Equipamentos de Informática, Veículos, Outro Imobilizado.

Importante avaliar ainda se não remanescem, na composição de rubricas listadas pela AGENERSA, itens relacionados à comercialização de gás natural, tais como em Despesas de Pessoal. Esses itens devem ser expurgados em razão de o usuário livre não ter motivação para pagar à distribuidora despesas de serviços não prestados a esse agente, condição reforçada pelo §2º do art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 4142/2020.

Outro ponto de atenção se refere à inclusão no *OPEX específico* de rubricas abrangentes como Outros e Outras despesas. Ao incorporar classificações desse tipo, cria-se grande insegurança ao empreendedor sobre quais custos podem ser atribuídos sob a forma de prestação de serviço de operação e manutenção do gasoduto dedicado. Diante do exposto, faz-se necessário que a constituição e classificação desses itens contábeis sejam claros e estejam respaldados, preferencialmente, em manual de contabilidade próprio utilizado pela AGENERSA para realizar a fiscalização econômico-financeira das concessionárias reguladas.

2.1.1.2. *O&M médio*

O parâmetro *O&M médio*, conforme descrito na equação 5, não se relaciona ao cálculo dos custos de operação e manutenção, ao contrário do que seu nome sugere, mas sim, aos custos de remuneração do capital investido no gasoduto dedicado (*CAPEX específico*). Em sintonia com a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, esses custos são aplicados — acertadamente — apenas nos casos nos quais o gasoduto dedicado é construído com participação da distribuidora.

Ao fazer análise, verifica-se que o *O&M médio* (o qual deveria se chamar *CAPEX específico*) aplica uma taxa de remuneração (TR) sobre um **custo de referência** para construção de gasodutos (*CONSTRUÇÃO*). Este, por sua vez, é respaldado por uma **estimativa média de custos** dada pela EPE (*CUSTO BASE*). Esse ponto, porém, contraria o art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, onde se define que “a parcela de investimento deverá refletir os **custos específicos** da instalação para atendimento do Agente Livre”. Os custos computados na base de cálculo de remuneração devem representar a especificidade do ativo e não uma estimativa média de custos.

Ainda com foco no *CUSTO BASE*, verifica-se que a proposta da AGENERSA adota parâmetros de custo do *metropol* em moeda estrangeira, provocando distorção tarifária por dois motivos. Primeiro, em razão de que essa alternativa metodológica atribui à tarifa os efeitos da variação cambial sobre todo ativo, sendo que a maior parte dos componentes para construção de gasodutos não são importados. Em segundo lugar, o risco cambial representa risco do negócio e, portanto, deveria estar refletido na taxa de remuneração. Logo, computar a variação cambial também no cálculo do *CUSTO BASE* representa dupla contabilização desse efeito.

Outro ponto diz respeito ao art. 4º da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019 segundo o qual, no período de avaliação econômico-financeira do projeto, caso os custos de construção apresentados pela distribuidora sejam maiores que os estimados pelo agente — devidamente fundamentados por parâmetros de mercado —, a prerrogativa de construção do gasoduto passa a ser do usuário livre. Buscando evitar qualquer ganho indevido pela distribuidora, é fundamental que os custos apresentados pela concessionária durante o processo de avaliação econômico-financeira do gasoduto dedicado sejam equivalentes aos custos computados na base de cálculo de remuneração do investimento realizado pela distribuidora. Caso isso não ocorra, cria-se o incentivo perverso segundo o qual as distribuidoras subestimem suas estimativas de custos de construção perante o usuário livre com o único objetivo: realizar o investimento e ganhar uma taxa de remuneração sobre um valor pré-definido e maior do que o projetado pela própria concessionária.

Merece referência ainda a necessidade de se considerar a depreciação e a amortização dos investimentos realizados para fins de cálculo da base de remuneração do ativo construído pela distribuidora. Caso contrário, garante-se indevidamente a remuneração integral sobre parcelas do ativo que já foram pagas pelo usuário livre. De forma análoga ao que ocorre com a Base de Ativos Remunerados (BAR), o valor utilizado para composição da base de remuneração deverá ser obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, de forma a identificar a correta avaliação do ativo.

Por fim, dado que o art. 7º da Deliberação AGENERSA 3862/2019 permite que o agente livre possa contratar a distribuidora a fim de realizar a construção do gasoduto dedicado, a metodologia deve incorporar participação parcial da concessionária no investimento total do ativo.

2.2. TUSD

Com respeito à metodologia da TUSD, a proposta da AGENERSA é a seguinte:

$$TUSD = MS - PD \quad (7)$$

Onde:

MS = Margem do segmento

PD = Parcela Dedutível

Sendo que a parcela dedutível é obtida pela seguinte equação:

$$PD = \left(\frac{GAT}{OPEX} \right) * MS \quad (8)$$

Onde:

GAT = Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional

OPEX = Gastos operacionais estimados para o ciclo revisional

A ausência de detalhamento na Nota Técnica da AGENERSA quanto às subcontas incluídas no total de gastos de atividade comercial (*GAT*) não deixa claro quais itens estão e quais não estão sendo expurgados da margem do segmento calculada para o consumidor cativo, o que prejudica a avaliação da proposta pela Associação. Adicionalmente, a nota técnica carece da reprodução de simulações que facilitem a avaliação dos efeitos da proposta.

3. Considerações Finais

Na visão da ABIAPE, o principal objetivo desse processo regulatório é assegurar uma metodologia tarifária, sobretudo com respeito à TUSD-E, que leve em consideração os custos específicos que o gasoduto dedicado, de fato, imputa à distribuidora. Evita-se, assim, a criação de subsídios cruzados em desfavor do usuário livre que já investe ou pretende investir na autoimportação de gás ou GNL. Contudo, caso esse objetivo não seja cumprido, o Rio de Janeiro certamente perderá competitividade em relação a outros estados quanto à atração de investimentos na indústria e na criação de novos parques termelétricos.

Sob essa perspectiva, certifica-se que a proposta da AGENERSA ainda se encontra em estágio embrionário, carecendo ainda ser desenvolvida. Assim, dada a relevância do tema para esse novo momento da indústria de gás no Rio de Janeiro, a ABIAPE entende ser mais viável no momento rediscutir o assunto em uma segunda etapa dessa consulta pública. Deste modo, concede-se à Agência a oportunidade de fundamentar sua proposta (nota técnica e AIR) a partir das contribuições recebidas nessa primeira etapa da consulta pública.

De antemão, a ABIAPE endossa, nesse primeiro momento, a metodologia desenvolvida pela Universidade Federal Fluminense (UFF) para o cálculo da TUSD-E, disponibilizada pela Agência no âmbito dessa consulta pública. Apesar das críticas passíveis ao modelo, o trabalho desenvolvido pela universidade cumpre com mérito o papel de trazer uma solução equilibrada, ponderando os custos de OPEX que de fato são incorridos pelo usuário livre e provendo remuneração adequada ao capital dispendido pela distribuidora, caso haja.

Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E

De : Daniel Pina <daniel@abiape.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 17:24

Assunto : Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E 2 anexos**Para :** consultapublica@agenera.rj.gov.br**Cc :** Leticia Dias <Leticia@abiape.com.br>

Prezados, boa tarde.

Segue em anexo a contribuição da ABIAPE com respeito à CP 01/2021, a qual trata da metodologia tarifária da TUSD e TUSD-E.

Ficamos à disposição para esclarecimentos.

At.



Daniel Pina
Diretor de Economia

 (61) 9.8209-4638

daniel@abiape.com.br

(61) 3326-7122

www.abiape.com.br

O conteúdo da presente mensagem eletrônica é confidencial e foi enviado para uso exclusivo do(s) destinatário(s). Caso a mensagem tenha sido recebida por engano, favor contatar o remetente e apagá-la. The content of this e-mail is confidential and has been sent for the sole use of the intended recipient(s). If this message has been received in error, please notify the sender and delete it immediately.

**Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E.pdf**349 KB

Rio de Janeiro, 22 de abril de 2021.

À
Agencia Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro -
Agenera
Av. Treze de maio, 23 - 23º andar - Centro
Rio de Janeiro/RJ CEP 20031-902

Em atenção ao
Exmo. Sr. Tiago Mohamed Monteiro
Conselheiro Presidente

**Ref.: Consulta Pública 01/2021 – Processo nº SEI-220007/002145/2020:
Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E.**

Prezado Senhor Conselheiro Presidente,

A ABEGÁS – Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado, entidade que reúne as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado no Brasil, vem acompanhando o processo de revisão das regras do mercado livre, instaurado pela AGENERSA com a finalidade de estabelecer disciplina regulatória no âmbito estadual.

Em 09 de abril de 2021, foi aberta a Consulta Pública AGENERSA 01/2021, para tratar da aplicação da metodologia de TUSD e TUSD-E.

Analisando a Nota Técnica CAPET/AGENERSA 002/2021, nos manifestamos sobre o conteúdo.

A respeito dos itens 1, 2 e 3, relacionados a TUSD, os conceitos expressos na Nota Técnica, representam adequadamente a situação aplicável para o cálculo da TUSD, discordamos, entretanto, de que a TUSD deve resultar em uma tarifa menor em relação à aplicada aos consumidores cativos com a eliminação dos gastos de atividade comercial.

Fato é que o advento do mercado livre resultará para a concessionária em um novo conjunto de atividades que serão duplicadas em face da convivência dos dois tipos de consumidores.

Por exemplo, o conjunto de novos custos (NC) relacionados ao mercado livre:

- Estabelecer o contrato de serviço de distribuição com consumidor livre;
- Obrigações relacionadas à qualidade do gás no ponto de recepção e de entrega, tendo em vista que a localização do consumidor livre em muitos casos resulta em compartilhamento do gás com outros consumidores cativos;
- Balanços de quantidades, onde ocorre desequilíbrio entre valores nominados pelo consumidor livre e os efetivamente consumidos, fato que exige o estabelecimento de procedimentos para apuração e compensação das diferenças;
- Penalidades específicas, diferente das relacionadas aos consumidores cativos;
- Acompanhamento das programações de retiradas anuais, mensais e diárias.

Entendemos que futuramente quando o mercado livre se tornar relevante e com grande número de consumidores, os custos relacionados a TUSD, poderão, de fato, sofrer algum tipo de redução. Presentemente, entretanto, a concessionária será obrigada a desenvolver um amplo conjunto de novas rotinas aplicáveis exclusivamente aos consumidores livres que acarretarão significativo incremento em seus custos.

Quanto ao cenário colocado na Nota Técnica, ao simplesmente reduzir os custos relacionados à atividade de comercialização no cálculo da TUSD, argumentamos, portanto, que nessa fase inicial, o algoritmo deveria ser mais abrangente, resultando, certamente, em acréscimo nas margens de distribuição correspondentes. Se não for esse o procedimento, ocorreria um subsídio cruzado, onde os consumidores cativos acabariam arcando com custos relacionados ao mercado livre, situação esta indesejável e que contraria os princípios da regulação.

A respeito do cálculo proposta no item 3, sugerimos, portanto, a alteração na fórmula básica ($TUSD = MS - PD$) para ($TUSD = MS - PD + NC$), onde MS é a Margem do Segmento; PD é a Parcela Dedutível; e, NC são os novos custos relacionados ao mercado livre. O cálculo adequado da parcela NC resultará em justiça tarifária ao conjunto de consumidores cativos e livres no âmbito da concessão.

Relativamente à TUSD-E, nos manifestamos sobre o item 4, de forma semelhante à questão da TUSD, discordando da metodologia que provoca redução tarifária com a exclusão dos gastos na atividade comercial. Novos custos (NC) não estão sendo considerados.

Não há justificativa para a formulação de cálculo do $OPEX_{médio}$, onde surge no denominador o número 5. Os consumidores da concessão devem ter tratamento isonômico e os custos relacionados aos investimentos, ainda que específicos, deveriam se referir ao conjunto da concessão.

O princípio da concessão é permitir que consumidores em diferentes pontos da malha de distribuição tenham tarifas semelhantes, permitindo a expansão das redes para localidades que de outra forma não seriam atendidas.

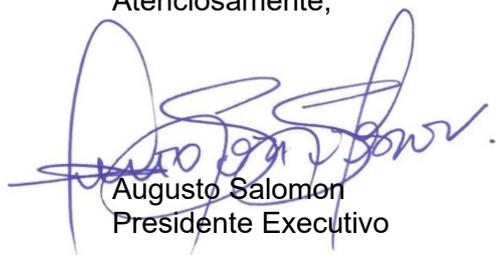
A Nota Técnica não deixa transparente o cálculo efetuado, uma vez que para cada volume e condição de pressão, diferente diâmetro de tubulação será necessário. O cálculo com base em metro polegada, somente deve ser empregado em estudos genéricos e para fins estatísticos. Não sendo recomendável para dutos específicos.

No item 4.3, repete-se a fórmula constante no item 4.2, onde surge no denominador o número 5, sem explicação.

Em sede de conclusão, nos manifestamos por uma TUSD-E de mesmo valor da TUSD, refletindo o interesse maior das concessões do estado do Rio de Janeiro, sem subsídios cruzados.

Sem mais para o momento, expressamos nossos votos de elevada estima e consideração.

Atenciosamente,



Augusto Salomon
Presidente Executivo

ABEGÁS: Contribuições Consulta Pública 01/2021 - Processo nº SEI-220007/002145/2020: Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E

De : Vanusa Bezerra <vanusa.bezerra@abegas.org.br> qui, 22 de abr de 2021 19:13

Assunto : ABEGÁS: Contribuições Consulta Pública 01/2021 - Processo nº SEI-220007/002145/2020: Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E 

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Prezados,

Encaminho as contribuições da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) para a Consulta Pública nº 01/2021 – Processo nº SEI-220007/002145/2020: Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E.

Por gentileza, confirmem o recebimento das contribuições.

Atenciosamente,

Vanusa Bezerra

Coordenadora de Comunicação

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás

Canalizado



(21) 3995-4325 | (21) 99669-9742

vanusa.bezerra@abegas.org.br

www.abegas.org.br

 **ABEGÁS - Contribuições à Consulta Publica Agenera nº 01-2021 _VF.pdf**
224 KB

Rio de Janeiro, 3 de maio de 2021.

GN 011/21

À AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
Av. Treze de maio, nº 23/23º andar, Centro,
CEP 20035-902 - Rio de Janeiro - RJ

Referência: Consulta Pública AGENERSA N° 01/2021 - Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E

No âmbito da Consulta Pública AGENERSA 01/2021 sobre Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E, o Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP) apresenta sua contribuição no sentido de trazer melhorias metodológicas às tarifas aplicadas aos Agentes Livres no Estado do Rio de Janeiro. Entendemos que a nota técnica da AGENERSA, colocada para consulta, apresenta um grau de vagueza bastante elevado, o que coloca em dúvidas uma série de questões quanto ao racional das fórmulas ali apresentadas.

A primeira fórmula trata da TUSD, que é aplicável ao Agente Livre que se utiliza da malha da Concessionária, mas não faz uso dos serviços comerciais da mesma, dado que este compra ou produz/importa seu próprio gás natural. Por não utilizar o serviço comercial da Concessionária, deverão ser abatidos da tarifa todos os custos relacionados à atividade comercial do gás natural, incluindo pessoal, propaganda, *marketing*, etc.

Já a segunda fórmula trata da tarifa específica (TUSD-E), que é aplicável ao Agente Livre atendido por gasoduto dedicado àquele Agente. Este gasoduto pode ser construído pela Concessionária ou pelo próprio Agente. Para remunerar apropriadamente os custos deste gasoduto dedicado, a TUSD-E deve ser composta pela soma de duas parcelas que levam em conta as características específicas do gasoduto, quais sejam:

- (i) CAPEX específico: quando construído pela Concessionária, representando o montante investido exclusivamente naquele gasoduto; e
- (ii) OPEX específico: representando o quanto a Concessionária gasta para operar e manter exclusivamente aquele gasoduto.

Nota-se, portanto, que a TUSD-E não deve carregar elementos de custo da malha da Concessionária, atendo-se exclusivamente àqueles incorridos pelo gasoduto dedicado.

Por este motivo, o IBP traz novas propostas de fórmulas para a determinação das tarifas com o objetivo de refletir tais especificidades. Tendo em vista o grau de detalhe e montante de informações necessárias que a adoção de um ou outro método possa requerer, apresentamos as alternativas que consideramos mais coerentes com o objetivo da tarifação.



No anexo a esta carta estão detalhados esses aspectos, seja analisando as propostas que foram colocadas nesta Consulta Pública, seja trazendo as propostas do IBP de tarifação aos Agentes Livres.

Atenciosamente,


Sylvie D. Apote

Diretora Executiva de Gás Natural

TUSD para os Agentes Livres

Comentários IBP às propostas apresentadas:

1. AGENERSA

Entendemos que a fórmula apresentada pela AGENERSA abaixo (1.1), carece de clareza e/ou razoabilidade em diversos aspectos:

- **Unidades de medida:** a nota técnica da AGENERSA omite as unidades das variáveis tratadas nas fórmulas da tarifa, o que dificulta a avaliação das mesmas e o racional utilizado para a determinação da tarifa.
- **Estrutura da tarifa e desconto sobre a Margem do Segmento:** a TUSD para Agentes Livres é definida como aquela tarifa que contempla os custos do sistema da Concessionária, subtraídos daqueles custos referentes as atividades de caráter comercial, já que os Agentes Livres irão adquirir o gás de forma independente.

A fórmula traz uma Parcela Dedutível (PD) a ser subtraída da Margem do Segmento (MS) que, na forma como foi apresentada, não traz a proporção que seria mais adequada, dada a natureza de MS. A Margem do Segmento (MS) corresponde a necessidade de remuneração não apenas dos serviços da concessionária (OPEX) mas também da remuneração de seus investimentos na rede de distribuição (CAPEX). Neste sentido, o percentual proposto pela AGENERSA, incide como uma dedução nesses dois componentes (CAPEX e OPEX) e não apenas no componente de gastos operacionais, onde se encontram aqueles relacionados aos gastos comerciais.

$$\text{TUSD} = \text{MS} - \text{PD} \quad (1.1)$$

TUSD - Tarifa de uso do sistema de distribuição;

MS - Margem do segmento;

PD - Parcela dedutível.

De fato, a Parcela Dedutível (PD) é tratada como uma proporção da Margem do Segmento (MS), como segue:

$$\text{PD} = (\text{GAT}/\text{OPEX}) * \text{MS} \quad (1.2)$$

GAT = Total de Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional;

OPEX = Total de Gastos Operacionais estimados para o ciclo revisional.

Proposta IBP para TUSD:

Buscando expressar melhor a natureza do desconto trazido ao Agente Livre, qual seja, a subtração da parcela das atividades comerciais da concessionária, o IBP traz a proposta

de fórmula a seguir (2.1). Esta proposta de desconto considera o gasto unitário (médio) da atividade de natureza apenas comercial estabelecido no ciclo revisional em termos unitários (em R\$ por m³).

Para a aferição do valor médio, deverá ser considerado o gasto total da atividade comercial - GAT, presente na fórmula proposta pela AGENERSA (1.2), dividido pelo volume total do mercado esperado pela AGENERSA ao longo do ciclo. Vale ressaltar que GAT deverá incluir despesas com publicidade, propaganda, relações públicas, etc., cuja natureza também é comercial.

$$TUSD = MS - GAT_{\text{unitário}} \quad (2.1)$$

TUSD - Tarifa de uso do sistema de distribuição, em R\$/m³;

MS - Margem do segmento, em R\$/m³;

GAT_{unitário} = Gastos médio da atividade comercial estimados para o ciclo revisional, em R\$/m³.

Onde:

$$GAT_{\text{unitário}} = GAT / \text{VOLUME} \quad (2.2)$$

GAT = Total de Gastos da atividade comercial (incluindo gastos com publicidade, propaganda, relações públicas, etc.) estimados para o ciclo revisional, em R\$;

VOLUME = Total do volume de gás natural estimado para o ciclo revisional, em m³.

TUSD-E para os Agentes Livres atendidos por gasoduto dedicado construído pela Concessionária

Comentários IBP às propostas apresentadas:

1. AGENERSA

Em relação à metodologia proposta para a TUSD-E aos Agentes Livres atendidos por gasoduto dedicado construído pela Concessionária, entendemos que a fórmula apresentada pela AGENERSA a seguir (3.1), também carece de clareza e/ou razoabilidade em diversos aspectos.

- **Unidades de medida:** a nota técnica da AGENERSA omite as unidades das variáveis tratadas nas fórmulas da tarifa, o que dificulta a avaliação das mesmas e o racional utilizado para a determinação da tarifa.

- **Estrutura da tarifa para gasoduto específico:** a TUSD-E é definida como aquela tarifa que leva em consideração as especificidades de CAPEX (quando aplicável) e OPEX dos gasodutos dedicados.

A fórmula (3.1) traz uma parcela de remuneração aos gastos operacionais no gasoduto dedicado da concessionária ($OPEX_{\text{médio}}$) e outra de remuneração do investimento deste gasoduto (denominada como $O\&M_{\text{médio}}$).

A primeira parcela, detalhada em (3.2), carece de dimensionalidade, visto que resulta em um percentual de divisão entre valores monetários (R\$) totais, quais sejam, o gasto operacional específico e os gastos operacionais totais da concessionária. Ademais, a divisão posterior por cinco, provavelmente buscando capturar o período revisional, tampouco faz sentido prático na fórmula. A primeira constatação é que, se os gastos operacionais específicos são conhecidos ($OPEX_{\text{específico}}$) não haveria a necessidade de torná-los uma proporção dos gastos totais, já que refletiriam de forma direta a especificidade do gasoduto dedicado.

A segunda parcela da fórmula (detalhada em 3.3), não está adequada para a remuneração dos investimentos do gasoduto dedicado. A proposta apresentada baseia-se em estimativa de investimento no gasoduto, utilizando como referência informações públicas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). No entanto, quando tratamos do gasoduto dedicado, o plano de investimento específico será conhecido e, inclusive, poderá ser contestado pelo Agente Livre se este considerá-lo desproporcional, abrindo a possibilidade do mesmo construir o gasoduto (aplicando-se, neste caso, a versão da TUSD-E sem a parcela de CAPEX). Neste sentido, não há razão para uso de custos de referência. Para gasodutos dedicados existentes, este valor deve refletir a depreciação já apurada pela Base Regulada de Ativos (BRA) da concessionária.

Outro ponto a se destacar, ausente na nota técnica, é como será definida a Taxa de Remuneração (TR) para a recuperação dos custos de capital do gasoduto dedicado. Ao mesmo tempo, faltou estabelecer um horizonte de tempo para a amortização deste investimento, do contrário a tarifa se torna uma remuneração perpétua sobre o capital.

$$TUSD-E = OPEX_{\text{médio}} + O\&M_{\text{médio}} \quad (3.1)$$

TUSD-E = Tarifa de uso do sistema de distribuição específica;

$OPEX_{\text{médio}}$ = Gastos operacionais do gasoduto dedicado;

$O\&M_{\text{médio}}$ = Remuneração aos gastos de investimento do gasoduto dedicado.

Onde:

$$OPEX_{\text{médio}} = (OPEX_{\text{específico}} / OPEX_{\text{total}}) / 5 \quad (3.2)$$

$OPEX_{\text{específico}}$ = somatório dos valores das rubricas:

- Manutenção e conservação
- Gastos serviços a cliente
- Outros
- Despesas de pessoal
- Sub-rubrica Transportes e fretes

$OPEX_{\text{total}}$ = Valor total da OPEX aprovado para o ciclo revisional.

E onde:

$$O\&M_{\text{médio}} = (TR * CONSTRUÇÃO) / CONSUMO \quad (3.3)$$

CONSUMO = Consumo anual contratado, em m³;

TR = Taxa de Remuneração aprovada para o ciclo contratual no processo de revisão quinquenal, em valor ordinário;

CONSTRUÇÃO = Custo de referência para a construção de gasodutos.

2. Universidade Federal Fluminense - UFF

A nota técnica da Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense - UFF, utilizada como referência nesta consulta pública, detalha a TUSD-E de outra forma. A UFF subdivide a fórmula de tarifa específica em dois componentes de OPEX e um de CAPEX.

- a. Na parcela de OPEX, é proposta uma metodologia baseada em uma abordagem de desagregação (*top-down*), ou seja, o gasoduto dedicado guardaria semelhanças com o sistema da concessionária. Neste caso, seus custos seriam expressos em termos de percentuais dos custos operacionais totais da concessionária. São propostos dois componentes ao OPEX: (i) um baseado na extensão do duto e (ii) outro não relacionado a extensão do gasoduto. Uma primeira decisão crítica seria determinar a ponderação entre esses dois componentes (variável alpha). Na nota técnica anexa à Consulta Pública, a UFF argumenta em favor de um valor em torno de 31% para o alpha, considerando a estrutura de custos da atividade de distribuição. No entanto, em avaliação mais recente¹, a UFF revisou a premissa atribuindo ao fator alpha o valor de 70%. A determinação deste fator de forma discricionária pode alterar significativamente o valor da tarifa, gerando incertezas quanto a sua aderência aos custos específicos do gasoduto e da evolução da tarifa ao longo das revisões regulatórias.
- b. Já para a parcela de CAPEX, a nota técnica da UFF propõe que o investimento deve se basear no montante proposto pela concessionária a ser aprovado pelo Agente Livre, que poderá construir o gasoduto se considerar mais vantajoso fazê-lo (aplicando-se a segunda versão da TUSD-E, sem o componente CAPEX). Diferentemente da proposta da AGENERSA, o regulador não deveria estimar os custos de capital, a UFF o faz para mero exercício de mensuração utilizando referências da EPE. A proposta também traz um fator percentual para o investimento, refletindo a participação (ou não) da concessionária no investimento do gasoduto dedicado. Finalmente, a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considera o método por fluxo de caixa descontado, que inclui a depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

Propostas IBP para TUSD-E:

No intuito de simplificar e deixar mais explícitas as características específicas do gasoduto dedicado à fórmula de tarifa, o IBP traz novas propostas. O IBP demonstra preferência pela proposta #1, por considerar mais aderente ao objetivo de refletir na tarifa as especificidades de custos do gasoduto dedicado. No entanto, tendo em vista

¹ <https://ensaioenergetico.com.br/tarifa-especifica-de-distribuicao-de-gas-natural-tusd-e-uma-proposta-metodologica-para-o-rio-de-janeiro/>

que esta proposta apresenta maior detalhamento para estimar/aferir custos específicos, o IBP traz a proposta #2, como alternativa mais simplificada.

Proposta IBP #1: A primeira proposta (4.1) busca refletir de forma apropriada a especificidade do gasoduto. Centrando-se nos gastos específicos (abordagem *bottom up*), ela evita carregar gastos de outros sistemas que não o próprio gasoduto dedicado. A fórmula é composta por duas parcelas (OPEX e CAPEX) e a tarifa é representada em valores unitários (em R\$ por m³).

- a. Na parcela OPEX, assim como proposto pela AGENERSA, a tarifa deverá refletir o somatório dos gastos operacionais específicos do gasoduto dedicado (OPEX_{específico}). Entendemos que para mensurar tais gastos, existiriam dois métodos:
 - Abordagem *ex ante*: o regulador estima um ‘orçamento’ que a Concessionária não poderá ultrapassar. Todo ganho de eficiência apresentado por ela poderá servir de remuneração do serviço (regulação do tipo ‘preço-teto’). No entanto, para evitar que a Concessionária reduza demasiadamente os gastos, colocando em risco a eficiência da operação e manutenção do gasoduto, a AGENERSA deverá acompanhar o desempenho da Concessionária a partir de indicadores de eficiência e metas operacionais.
 - Abordagem *ex post*: o regulador não estima os custos e o Agente livre faz o ressarcimento das faturas emitidas pela Concessionária. Neste modelo (do tipo ‘custo do serviço’), a Concessionária teria incentivos em sobrefaturar os gastos operacionais, visto que enxergaria uma remuneração garantida. Neste caso, a AGENERSA deverá ter meios de controle e de ajuste das cobranças para que não existam faturas indevidas, por exemplo utilizando *benchmarks* de custos.

O IBP considera que a abordagem *ex ante* seria mais apropriada (i) por dar maior clareza ao Agente Livre desde o princípio da cobrança da tarifa, e (ii) facilitando a supervisão do Regulador através de indicadores e metas mensuráveis.

- b. Quanto a parcela de CAPEX, esta deve se basear na proposta de investimento trazida pela Concessionária, posterior a aprovação do Agente Livre que tem o direito de construir o gasoduto dedicado caso considere mais vantajoso fazê-lo. Para a determinação deste componente, o método de fluxo de caixa descontado para remuneração do investimento, considerando depreciação, horizonte de tempo determinado, taxa de remuneração do capital (CAPM) e efeitos fiscais é adequado. Para gasodutos existentes, a base de capital deverá se referir ao capital remanescente constante na base regulada de ativos (BRA) do último ciclo revisional da concessionária. Ademais, a fórmula inclui um fator percentual da participação da concessionária no investimento do gasoduto dedicado, o que permite situações não apenas de participação integral ou nula, como também de co-participação.

$$\text{TUSD-E} = (\text{OPEX}_{\text{específico}} + \% \text{ Invest}_{\text{concessionária}} * \text{CAPEX}_{\text{específico}}) / \text{VOLUME CONTRATADO} \quad (4.1)$$

Onde:

TUSD-E = Tarifa de uso do sistema de distribuição específica, em R\$/m³

OPEX_{específico} = somatório dos gastos operacionais específicos das rubricas, em R\$

- Manutenção e conservação
- Gastos serviços a cliente
- Outros
- Despesas de pessoal
- Sub-rubrica Transportes e fretes

% Invest_{concessionária} = participação percentual no total do investimento no gasoduto, em %;

CAPEX_{específico} = remuneração obtida com a utilização da metodologia de Fluxo de Caixa descontado (Valor Presente Líquido é nulo para uma Taxa de Retorno de investimento pré-definida) que considera depreciação, amortização e outras linhas do negócio, respeitando a variação desses valores ao longo de tempo determinado, em R\$;

VOLUME CONTRATADO = volume total contratado pelo Agente Livre, em m³.

Proposta IBP #2: A segunda alternativa de fórmula para a TUSD-E (5.1), tem como objetivo trazer maior simplicidade ao processo de determinação da tarifa.

- a. A parcela de OPEX seria baseada em abordagem de desagregação dos custos operacionais do sistema (*top down*), centrando-se nos custos relacionados ao tamanho e extensão do gasoduto, como premissa comum em avaliação de projetos dessa natureza.
- b. A parcela CAPEX seria tratada da mesma maneira como em 4.1, considerando a participação da concessionária no investimento, uma remuneração baseada no plano de investimento do duto e metodologia de fluxo de caixa descontado (com taxa de retorno definida e horizonte de tempo determinado).

$$TUSD-E = (OPEX_{\text{específico}} + \% \text{ Invest}_{\text{concessionária}} * CAPEX_{\text{específico}}) / \text{VOLUME CONTRATADO} \quad (5.1)$$

Onde:

$$OPEX_{\text{específico}} = \frac{\text{metro.pol}_i}{\sum_k \text{metro.pol}_k} * OPEX_{\text{concessionária}} \quad (5.2)$$

Sendo que:

OPEX_{concessionária} = OPEX da Concessionária excluindo itens relativos ao custo de comercialização, publicidade e propaganda, em R\$;

Metro.pol_i = medida da extensão e diâmetro do gasoduto dedicado (i), em metro.pol;

$\sum_k \text{metro.pol}_k$ = medida da rede de gasodutos da Concessionária, em metro.pol;

% Invest_{concessionária} = participação percentual no total do investimento no gasoduto, em %;

CAPEX_{específico} = remuneração obtida com a utilização da metodologia de Fluxo de Caixa descontado (Valor Presente Líquido é nulo para uma Taxa de Retorno de investimento pré-definida) que considera depreciação, amortização e outras linhas do negócio, respeitando a variação desses valores ao longo de tempo determinado, em R\$;

VOLUME CONTRATADO = volume total contratado pelo Agente Livre, em m³.

TUSD-E - Gasoduto Dedicado construído pelo Agente Livre

Em relação à aplicação da TUSD-E aos Agentes Livres atendidos por gasoduto dedicado construído pelos próprios (que se resume à remuneração de OPEX), entendemos que a fórmula apresentada pela AGENERSA traz as mesmas limitações sobre a parcela OPEX descritas anteriormente (3.1).

As fórmulas propostas pelo IBP (4.1 e 5.1) são compatíveis com a situação em que a construção do gasoduto dedicado é realizada pelo Agente Livre. Nestes casos, o fator percentual da parcela CAPEX ($\% \text{ Invest}_{\text{concessionária}}$) seria nulo.

Note que, mesmo na situação em que a Concessionária seja a responsável pelo investimento no gasoduto dedicado, quando o gasoduto estiver completamente amortizado, passa a valer a TUSD-E apenas com a parcela OPEX específica.

Contribuição IBP - Consulta Pública Agenera nº 01/2021 - Metodologia de cálculo para TUSD e TUSD-E - Ofício GN 011/21**De :** diretoriaexecutivagn@ibp.org.br

seg, 03 de mai de 2021 18:15

Assunto : Contribuição IBP - Consulta Pública Agenera nº 01/2021 - Metodologia de cálculo para TUSD e TUSD-E - Ofício GN 011/21

8 anexos

Para : consultapublica@agenera.rj.gov.br**Cc :** sdapote@prysma-et.com, 'Jorge Delmonte' <jorge.delmonte@ibp.org.br>, José Andrade <jose.andrade@ibp.org.br>, Felipe <felipe.botelho@ibp.org.br>Rio de Janeiro, 3 de maio de 2021.
GN 011/21À AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
Av. Treze de maio, nº 23/23º andar, Centro,
CEP 20035-902 - Rio de Janeiro - RJ**Referência: Consulta Pública AGENERSA Nº 01/2021 – Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E**

No âmbito da Consulta Pública AGENERSA 01/2021 sobre Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E, o Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP) apresenta sua contribuição no sentido de trazer melhorias metodológicas às tarifas aplicadas aos Agentes Livres no Estado do Rio de Janeiro. Entendemos que a nota técnica da AGENERSA, colocada para consulta, apresenta um grau de vagueza bastante elevado, o que coloca em dúvidas uma série de questões quanto ao racional das fórmulas ali apresentadas. A primeira fórmula trata da TUSD, que é aplicável ao Agente Livre que se utiliza da malha da Concessionária, mas não faz uso dos serviços comerciais da mesma, dado que este compra ou produz/importa seu próprio gás natural. Por não utilizar o serviço comercial da Concessionária, deverão ser abatidos da tarifa todos os custos relacionados à atividade comercial do gás natural, incluindo pessoal, propaganda, marketing, etc.

Já a segunda fórmula trata da tarifa específica (TUSD-E), que é aplicável ao Agente Livre atendido por gasoduto dedicado àquele Agente. Este gasoduto pode ser construído pela Concessionária ou pelo próprio Agente. Para remunerar apropriadamente os custos deste gasoduto dedicado, a TUSD-E deve ser composta pela soma de duas parcelas que levam em conta as características específicas do gasoduto, quais sejam:

- (i) CAPEX específico: quando construído pela Concessionária, representando o montante investido exclusivamente naquele gasoduto; e
- (ii) OPEX específico: representando o quanto a Concessionária gasta para operar e manter exclusivamente aquele gasoduto.

Nota-se, portanto, que a TUSD-E não deve carregar elementos de custo da malha da Concessionária, atendo-se exclusivamente àqueles incorridos pelo gasoduto dedicado. Por este motivo, o IBP traz novas propostas de fórmulas para a determinação das tarifas com o objetivo de refletir tais especificidades. Tendo em vista o grau de detalhe e montante de informações necessárias que a adoção de um ou outro método possa requerer, apresentamos as alternativas que consideramos mais coerentes com o objetivo da tarifação.

No anexo a esta carta estão detalhados esses aspectos, seja analisando as propostas que foram colocadas nesta Consulta Pública, seja trazendo as propostas do IBP de tarifação aos Agentes Livres.

Atenciosamente,

Sylvie D´Apote
Diretora Executiva de Gás Natural

Diretoria Executiva de GN
(+55 21) 2112-9000



ibp.org.br

Conteúdo confidencial. Caso não seja o destinatário pretendido, qualquer divulgação, cópia, distribuição ou qualquer ação conduzida ou omitida que se baseie nisso, é proibida e pode ser considerada ilegal. Caso isso ocorra, apague as informações e notifique o remetente.

Confidential content. If you are not the intended recipient, you are notified that disclosing, copying, distributing or taking any action in reliance on the contents of this information is strictly prohibited and may be considered illegal. In this case, delete the information and notify the sender.

 **GN 011-2021_ANEXO.pdf**
436 KB

 **GN 011-2021.pdf**
346 KB

São Paulo, 03 de Maio de 2021.

Ao Conselho Diretor

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

Av. Treze de Maio, nº 23, 23º andar, Centro

Rio de Janeiro – RJ

CEP 20.031-902

Processo Regulatório nº SEI-220007/002145/2020

Assunto: Contribuições à Consulta Pública 01/2021 – Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E

Prezados Srs. Conselheiros,

Marlim Azul Energia S.A. (“Marlim Azul”), com sede na Rua Tabapuã, 841, 1º Andar, Salas 101 a 103, CEP 04.533-013, Itaim Bibi, São Paulo/SP, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 29.884.534/0001-00, vem apresentar suas contribuições à Consulta Pública em referência, em prol do aprimoramento da regulação estadual aplicável aos Agentes Livres atendidos por gasodutos dedicados.

1. Primeiramente, saudamos a AGENERSA pela abertura da presente Consulta Pública. A definição da metodologia da TUSD-E é medida urgente e essencial para um arcabouço regulatório adequado, eficaz e que confira segurança jurídica para atração de investimentos, promovendo um ambiente de negócios próspero e favorável, capaz de impulsionar o desenvolvimento socioeconômico do Estado do Rio de Janeiro.
2. Conforme dispõe o novo marco regulatório estadual do mercado livre de gás (Deliberação 3.862/2019, com alterações conferidas pela Deliberação 4.142/2020), os gasodutos dedicados são aqueles destinados a atender as necessidades específicas de movimentação de gás natural do Agente Livre e, por sua natureza de interesse particular, o custo de investimento (CAPEX) para implementação dessa infraestrutura é atribuído ao respectivo Agente Livre. Nessa linha, o gasoduto dedicado não integra o sistema de distribuição de gás natural explorado pela concessionária local, tampouco compõe a sua base de ativos regulatórios.

3. Devido às particularidades do Gasoduto Dedicado, a regulação do ERJ acertadamente estabeleceu a aplicação de um tratamento tarifário diferenciado para os Agentes Livres atendidos por esse tipo de ramal, por meio da adoção da TUSD-E.
4. Nesse sentido, também foi deliberado que a TUSD-E deve ter por base as especificidades do gasoduto dedicado, seja para remunerar o investimento antecipado pela concessionária de distribuição, seja para remunerar do serviço de operação e manutenção, conforme o caso.
5. Dessa forma, conforme amplamente discutido no processo de reformulação do marco regulatório do ERJ, a metodologia de cálculo da TUSD-E deve estar pautada nos princípios da especificidade, simplicidade e da transparência, resultando em uma tarifa justa e equilibrada aos agentes envolvidos.
6. Com o propósito de contribuir com a instrução da presente CP, apresentamos nessa oportunidade o relatório técnico (anexo) elaborado pela GasEnergy¹ – consultoria multidisciplinar com reconhecida atuação no setor de gás natural – sobre a análise do material disponibilizado pela AGENERSA no âmbito da CP, especificamente a Nota Técnica AGENERSA/CAPET 002/20211 e a contribuição de metodologia da UFF/GENER.
7. De forma geral, a GasEnergy concluiu que as metodologias postas em discussão nos materiais disponibilizados não refletem os pilares da tarifa específica de forma satisfatória e, como sugestão, apresentam uma proposta de metodologia de TUSD-E², que é trazida pela Marlim Azul como contribuição nesta Consulta Pública.
8. Em síntese, a metodologia proposta consiste:

$$TUSD - E = \frac{\%Participação_{distribuidora} * (Investimento - depreciação) * TR}{Capacidade do gasoduto} + \frac{OPEX_{especifico}}{Capacidade do gasoduto}$$

Onde:

%Participação distribuidora: Participação da distribuidora no investimento do gasoduto para considerar a possibilidade da distribuidora auxiliar parcialmente na construção do gasoduto. Para casos em que a distribuidora não participa do investimento, a parcela torna-se zero.

Investimento: Custo de investimento referente à construção do duto específico. Deve considerar os custos diretamente na construção do ramal dedicado, sem necessidade de utilização de referências externas na literatura, uma vez que o valor pode ser previsto na concepção do duto através de cotações comerciais.

Depreciação: Depreciação acumulada ao longo dos anos até o ano de vigência da TUSD-E.

¹ Para mais informações: www.gasenergy.com.br.

² Conforme item 4 do Relatório.

Taxa de remuneração (TR): Taxa de remuneração, já aprovada pela agência reguladora no âmbito das revisões tarifárias para o ano de vigência da tarifa.

OPEX específico: Custo de operação e manutenção exclusivamente para o duto dedicado. Referências na literatura, como as da EPE, por exemplo, em seu Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2022³ e em outros informes⁴ de 3% a 4% do CAPEX serão utilizados como parâmetros para negociação do custo operacional com a distribuidora ou processos de arbitragem pela agência reguladora quando não houver consenso.

Capacidade do gasoduto: capacidade de movimentação gasoduto construído em m³ anuais.

9. Essa proposição incorpora o conceito de que a tarifa para gasoduto dedicado deve ser calculada com base nos próprios custos de construção dessa infraestrutura (quando houver participação da concessionária) e nos próprios custos de OPEX, e ainda confere espaço para composição entre os agentes envolvidos, com intervenção do regulador caso necessário. Nesse sentido, destaca-se que o novo marco regulatório do mercado livre de gás do ERJ prevê a possibilidade de os Agentes Livres apresentarem orçamentos e cotações de custo de investimento (CAPEX) para a construção do gasoduto dedicado e essa mesma lógica deveria ser adotada para a definição dos custos de O&M (OPEX) do gasoduto dedicado para custos justos e aderentes às práticas do mercado, norteados pela regulação aplicável.

10. Feitas essas considerações, a Marlim Azul conta com o acolhimento da contribuição ora apresentada, em prol de uma metodologia da TUSD-E apropriada aos fins do novo marco regulatório do mercado livre de gás do Estado do Rio de Janeiro.

11. Por fim, em razão da complexidade da matéria e da pluralidade de propostas, de forma subsidiária, caso a contribuição ora apresentada pela Marlim Azul não venha a ser acatada por essa AGENERSA, aproveitamos a oportunidade para manifestar nossa visão favorável à proposta de metodologia apresentada pela ABRAGET, que sugere $TUSD-E = OPEX$ específico do gasoduto dedicado, sendo que $OPEX$ específico do gasoduto dedicado = $(Extensão\ do\ Gasoduto\ Dedicado\ em\ Km / Extensão\ Total\ da\ Rede\ de\ Distribuição\ em\ Km) \times OPEX$ total da Concessionária, excluindo itens relativos ao custo de comercialização, publicidade e propaganda. No caso em que o gasoduto dedicado é construído pela concessionária, a metodologia prevê um acréscimo da parcela de CAPEX. Assim como a proposta oferecida pela Marlim Azul acima, essa metodologia também atende aos princípios da TUSD -E-, já que é simples, transparente e captura a essência da especificidade de cada gasoduto dedicado, em aderência inclusive ao Art. 29 da Nova Lei do gás.

³ Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

⁴ Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-368/INFORME%20-%20Custos%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20no%20Pr%C3%A9-Sal%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

12. Sendo o que nos prestava para o momento, agradecemos a oportunidade de contribuição e colocamo-nos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais a respeito da metodologia de cálculo de TUSD- E ora proposta.

Atenciosamente,

Marlim Azul Energia S.A.

Contribuição Marlim Azul - CP TUSD-E pdf
Código do documento 51f34c04-12b5-4f1a-a02c-896c87358114



Assinaturas



Patrícia Ferreira Cardoso Villela de Andrade
patricia.cardoso@arkeenergia.com
Assinou



Eventos do documento

03 May 2021, 14:42:26

Documento número 51f34c04-12b5-4f1a-a02c-896c87358114 **criado** por PATRÍCIA FERREIRA CARDOSO VILLELA DE ANDRADE (Conta 218ca38d-2705-41c3-b4b4-1fdc3a88e0f2). Email :patricia.cardoso@arkeenergia.com. - DATE_ATOM: 2021-05-03T14:42:26-03:00

03 May 2021, 14:42:47

Lista de assinatura **iniciada** por PATRÍCIA FERREIRA CARDOSO VILLELA DE ANDRADE (Conta 218ca38d-2705-41c3-b4b4-1fdc3a88e0f2). Email: patricia.cardoso@arkeenergia.com. - DATE_ATOM: 2021-05-03T14:42:47-03:00

03 May 2021, 14:42:55

PATRÍCIA FERREIRA CARDOSO VILLELA DE ANDRADE **Assinou** (Conta 218ca38d-2705-41c3-b4b4-1fdc3a88e0f2) - Email: patricia.cardoso@arkeenergia.com - IP: 189.38.252.248 (189-38-252-248.static-corp.ajato.com.br porta: 23890) - Documento de identificação informado: 119.152.497-32 - DATE_ATOM: 2021-05-03T14:42:55-03:00

Hash do documento original

(SHA256):f474de91b0be812acb341db70f4bf7111d48eb3d10ba25ef79c6fe51fd9ea11
(SHA512):5bbab92b0a83e5f09aea521625df7eb28a6d1ea3c10205345be416b2af47d6e78b74fc12aca7d8f157634e58488e9e3d5bb08db18e7fa092999bba4f685dfd85

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima

Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign

ANEXO

Relatório Técnico da GasEnergy *Metodologia da TUSD-E*

Análises Gas Energy

Contribuições sobre a Consulta Pública Agenera 01/2021

Metodologia de cálculo da TUSD e TUSD-E

Realizado para:

ARKE

30 de abril de 2021

1 INTRODUÇÃO

O presente estudo objetiva auxiliar a ARKE nas suas contribuições para a consulta pública Nº 01 de 2021 da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA), que trata da Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E para os agentes livres situados no estado. Para tanto, é apresentada ao longo do relatório a análise crítica dos documentos disponibilizados até então no âmbito da consulta pública, sendo estes a Nota Técnica AGENERSA/CAPET 002/2021¹ e a contribuição da Faculdade de Economia – UFF².

Além do parecer sobre os documentos da consulta pública, são trazidas diferentes referências encontradas na literatura para o cálculo da TUSD-E, tanto nacionais quanto internacionais, com o intuito de embasar a presente análise e auxiliar na proposição da melhor abordagem para o cálculo da tarifa específica de distribuição no estado do Rio de Janeiro.

2 DESCRIÇÃO DA NOTA TÉCNICA

Neste capítulo é explicitada a compreensão da consultoria acerca das metodologias propostas pela Agenersa e pela UFF, destacando-se seus pontos de incerteza e possível aprimoramento.

2.1 METODOLOGIA PROPOSTA PELA AGENERSA NA NOTA TÉCNICA CAPET 002/2021

A nota técnica da AGENERSA (NT) em tela propõe a metodologia de cálculo tanto para a TUSD, tarifa convencional para os agentes livres, quanto para TUSD-E, tarifa específica calculada para usuários livres atendidos por gasoduto dedicado. Neste relatório, foi dada atenção especial à proposta de definição da TUSD-E.

¹ Proposta da Agenersa na consulta pública Nº 001/2021. Disponível em: <http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-01/PARECERCAPETCP012021.pdf>. Acesso em 28/04/21.

² 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. Disponível em: <http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-01/ContribuicaoUFF.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

1.1.1 Cálculo TUSD

Segundo a minuta apresentada pela Agenersa, a TUSD será calculada a partir da margem convencional do consumidor cativo aplicando-se um desconto proporcional aos custos comerciais, de acordo com a fórmula a seguir.

$$TUSD = Margem\ do\ segmento - \frac{Total\ de\ gastos\ da\ atividade\ comercial}{OPEX} * Margem\ do\ segmento$$

nos quais:

Margem do segmento - *margem para consumidor cativo, de acordo com o segmento em que se enquadra o consumidor*

Total de gastos da atividade comercial = *total de gastos estimados para o ciclo revisional*

OPEX - *total de gastos operacionais estimados para o ciclo revisional*

A metodologia apresentada é a mesma que vem sendo aplicada por outras distribuidoras no país, como para o estado de São Paulo³, e consiste, basicamente, em dimensionar e deduzir os custos de prospecção, captação de novos clientes e compra da molécula de gás da margem de distribuição a ser cobradas dos agentes livres.

1.1.2 Cálculo TUSD-E

Para o cálculo da TUSD-E, a agência reguladora divide a metodologia em duas situações distintas: quando a TUSD-E inclui a remuneração do investimento, caso exclusivo em que a distribuidora participa da construção do gasoduto dedicado; e quando a distribuidora não possui participação na construção, sendo esta realizada integralmente pelo agente livre. No primeiro caso, a tarifa específica inclui tanto custos de operação e manutenção do gasoduto, quanto uma parcela para remuneração do investimento. Já no segundo caso, a tarifa específica tem a intenção de refletir apenas os custos de Operação e Manutenção (O&M) do ramal dedicado.

³ Informação retirada da Contribuição do Grupo de Energia e Regulação (GENER) à CONSULTA PÚBLICA – ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NO ESTADO DO AMAZONAS. Disponível em: https://www2.tce.am.gov.br/wp-content/uploads/2020/05/Carta_Resposta_GENER.pdf. Acesso em: 28/04/2021.

a) Duto de distribuição de uso exclusivo construído pela Concessionária

Nesta situação, a TUSD-E deve incluir a remuneração do investimento realizado pela concessionária, partindo-se dos mesmos critérios de remuneração da Base de Ativos Remunerados – BAR, decidida em revisão quinquenal, mas sem incluir o bem na lista. Dessa maneira, investimentos específicos para a rede dedicada não devem ser incluídos na BAR comum da concessão em qualquer hipótese. Abaixo, é representada a metodologia apresentada em Nota Técnica pela Agência. No entanto, não há menção à consideração de um fator de depreciação dos ativos, o que levaria, pela proposta apresentada, a uma remuneração “vitalícia” do capital do capital empregado, o que não é razoável.

$$TUSD - E = OPEX_{m\u00e9dio} + O\&M_{m\u00e9dio}$$

$$OPEX_{m\u00e9dio} = \frac{OPEX_{espec\u00edfico}}{5}$$

$$O\&M_{m\u00e9dio} = Taxa\ de\ Remunera\u00e7\u00e3o * \frac{Constru\u00e7\u00e3o}{Consumo\ anual\ contratado}$$

Onde:

$OPEX_{espec\u00edfico}$ - *representa os custos de manuten\u00e7\u00e3o e conserva\u00e7\u00e3o, gastos de servi\u00e7o ao cliente, despesas de pessoal, outras despesas, transportes e fretes*

$OPEX_{total}$ - *valor total de OPEX aprovado para o ciclo revisional*

Taxa de remunera\u00e7\u00e3o - *taxa de remunera\u00e7\u00e3o aprovada para o ciclo contratual no processo de revis\u00e3o quinquenal, em valor ordin\u00e1rio*

Constru\u00e7\u00e3o - *custo de refer\u00eancia para a constru\u00e7\u00e3o de gasodutos, em R\$, obtido a partir da seguinte equa\u00e7\u00e3o:*

$$Constru\u00e7\u00e3o = \text{Custo base} * \text{extens\u00e3o [m]} * \text{di\u00e2metro do duto [pol]}$$

A seguir s\u00e3o apresentadas estimativas para os par\u00e2metros dispostos da f\u00f3rmula acima, disponibilizadas sem maior desenvolvimento sobre sua eventual utiliza\u00e7\u00e3o pr\u00e9via na defini\u00e7\u00e3o do CAPEX de gasodutos dedicados ou se para mera refer\u00eancia:

Custo base - *estimativa de custo para constru\u00e7\u00e3o de acordo com refer\u00eancia de estudo da EPE: US\$ 91.23 por metro polegada para c\u00e2mbio de R\$/US\$ de 3,3517, sendo este valor de d\u00f3lar m\u00e9dio em dezembro de 2016, data base dos trabalhos da IV Revis\u00e3o Quinquenal da CEG e CEG-Rio, o que equivale a R\$ 305,7756 por metro polegada*

Consumo anual - *consumo anual contratado em [m³]*

Pela fórmula para a TUSD-E apresentada, entende-se que a sua segunda parcela, denominada $O\&M_{\text{médio}}$, consiste na representação da remuneração do investimento feito pela distribuidora. No entanto, a nomenclatura utilizada não parece adequada, uma vez que remete a custos de operação e manutenção do gasoduto, podendo levar a uma compreensão equivocada.

O mesmo termo não parece englobar a possibilidade de construção parcial feita pela distribuidora, uma vez que sua fórmula considera o CAPEX total do gasoduto dedicado sem nenhum fator multiplicativo para casos em que a distribuidora arque apenas com parcela do capital. Por outro lado, a mesma NT também menciona a possibilidade de "regime de co-participação" da distribuidora no caso *a)*, embora não deixe claro se essa expressão se refere à possibilidade da construção de duto específico ser parcialmente feita pela distribuidora e nem se deverão existir condições para enquadramento nesse caso específico.

Importante ressaltar ainda as referências para o custo de construção para o cálculo do $O\&M_{\text{médio}}$ retiradas de estudo da EPE e apresentadas no documento da Agência. Ainda que esta possa não ser a intenção do regulador, a mera colocação desse parâmetros sem justificativa aparente pode sugerir sua disposição em defender a valoração prévia dos valores de CAPEX de uma infraestrutura dutoviária isolada.

b) Duto de distribuição de uso exclusivo construído pelo Agente Livre

O racional utilizado para cálculo da tarifa quando o investimento é realizado pelo agente livre é similar ao caso *a)*, porém não inclui o termo $O\&M_{\text{médio}}$ - que se entende representar a parcela que remuneraria a distribuidora pelo investimento, não aplicável nesse caso.

$$TUSD - E = OPEX_{\text{médio}} = \frac{OPEX_{\text{específico}}}{OPEX_{\text{total}}}$$

Com relação ao custo operacional de fato, é proposto que o valor seja dado em função do OPEX total da concessão. A fórmula sugerida é pouco clara com relação aos seus resultados e objetivos, mas sugere a intenção de relacionar os custos de O&M do gasoduto dedicado com aqueles da concessão como um todo. Em racional a ser mais bem descrito e desenvolvido adiante neste documento, a Gas Energy apresentará proposição distinta. Justamente por tratar-se de gasoduto isolado da rede de distribuição, a correlação com um gasoduto de transporte não deve ser dispensada. O custo operacional neste caso deveria ser função apenas do OPEX projetado para

esta mesma infraestrutura, com seus custos de construção e operação projetados/negociados individualmente e consolidados numa tarifa conhecida.

No entendimento da Consultoria, não deveria haver maiores desafios para que essa mesma abordagem fosse realizada no caso específico. Ademais, os custos totais da concessão já são uma realidade justificada antes da entrada em operação de um novo gasoduto dedicado, de modo que esta infraestrutura isolada não terá dado causa à estrutura pré-concebida. Assim, qualquer combinação entre realidades tão distintas criará ambiente para distribuição de benefícios cruzados entre consumidores, o que deve ser explicitado como política a ser perseguida pela presente regulamentação, caso este seja, de fato, seu objetivo.

2.2 METODOLOGIA PROPOSTA PELA UFF

A metodologia proposta pelo grupo GENER-UFF⁴ propõe uma separação dos custos de OPEX, de modo que os agentes livres atendidos por gasodutos dedicados sejam solidários com os demais consumidores nos custos que seriam comuns a todos e que não dependem da extensão da rede e contribuiriam para o restante dos custos proporcionalmente à extensão do ramal dedicado.

A sugestão de metodologia proposta para o cálculo da TUSD-E não considera despesas relativas ao custo de comercialização e publicidade e propaganda, assim como propõe a NT da Agenera em Consulta Pública.

Abaixo, segue a fórmula proposta pelo grupo GENER/UFF, para cálculo da TUSD-E:

$$TUSD - E = \alpha \left(\frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} \right) OPEX^{conces} + (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} \frac{t^{seg} . D^{seg}}{t^{média} . D^{total}} OPEX^{conces} + \% Invest^{conces} x Remun. Capex$$

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

⁴ Disponível em: <http://www.agenera.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-01/ContribuicaoUFF.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

$\sum_h^{seg} DM_h$ – 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

$\% Invest^{conces}$ – 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 (CAM) e os efeitos fiscais.

A equação é composta por três termos, sendo que cada um deles representa um conjunto de elementos que contemplam determinada especificidade do modelo.

O **primeiro** considera a parcela de OPEX da concessionária que dependeria da extensão de sua rede e é calculado através do produto de três fatores:

- i) Parcela independente da distância (α);
- ii) Razão entre o “m.pol” do ramal dedicado e o total de “m.pol” da rede da concessionária⁵; e
- iii) Estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzidos dos custos de comercialização.

Já o **segundo termo** considera a parcela de OPEX da concessionária que não depende da extensão de sua rede e é calculada pelo produto de quatro fatores:

- i) Parcela dependente da distância ($1-\alpha$);
- ii) 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); e

⁵ Na contribuição original, o grupo GENER propôs a consideração desse componente calculado por segmento. No entanto, os dados de distância e diâmetro não são classificados por segmento. Assim, o grupo GENER sugere realizar o cálculo.

- iv) Estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzidos dos custos de comercialização.

Por fim, o **terceiro termo remunera a participação da concessionária** no investimento do ramal dedicado, caso ela aporte capital em sua construção. Neste caso, ainda segundo o documento proposto pelo grupo GENER/UFF, o cálculo considera o produto de dois fatores:

- i) Participação da concessionária no investimento; e
- ii) Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

A metodologia proposta pelo grupo de trabalho traz elementos bastante distintos aos apresentados pela AGENERSA, com aprimoramento dos pontos críticos identificados na metodologia da agência reguladora. Pois, a proposta é clara na indicação de quais custos operacionais seriam proporcionais aos principais parâmetros do duto dedicado, ainda que se baseie no OPEX_{concessionária} aprovado para a concessão nas revisões tarifárias.

No entanto, a Gas Energy entende que a rota escolhida naquela contribuição agrega complexidade e grande esforço regulatório para sua execução, dado que para seu cálculo seria necessário, por exemplo, o acesso a dados de diâmetro versus volume de toda a rede da distribuidora para estimativa da parcela do OPEX influenciada pela extensão da rede. Tal dificuldade foi apresentada pela própria contribuição, que não pode representar a metodologia em sua totalidade dada a ausência dos números necessários. Num contexto de já grande assimetria de informações, a Consultoria entende que qualquer que seja alternativa a ser escolhida para o cálculo da TUSD-E, ela deve garantir total transparência dos parâmetros e seus efeitos, ser de fácil replicação pelos consumidores e impor custos de fiscalização/regulação os menores possíveis.

Além disso, a definição do percentual a ser atribuído ao parâmetro α da fórmula, referente à parcela do Opex que dependeria das características físicas do gasoduto, permite questionamentos quanto à sua magnitude mais adequada, uma vez que podem ser defendidos diferentes pontos de vista para o valor ao parâmetro mencionado. Um exemplo disso é que em sua contribuição à consulta nº 1 de 2021 da Agenera, a Faculdade de Economia da UFF⁶ afirma

⁶ 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. Disponível em: <http://www.agenera.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-01/ContribuicaoUFF.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

utilizar 31% para a parcela do Opex que independe da extensão da rede (α), enquanto análise apresentada em artigo recente⁷ pelo mesmo grupo de autores aponta valor de 70% como o mais adequado para o mesmo parâmetro – levando em consideração a realidade dos gasodutos de transporte como referência.

Dessa maneira, ainda que a formulação proposta pela UFF traga avanços significativos em relação à metodologia em consulta pública pela Agenera, na opinião da Gas Energy, ela acabaria por afastar a regulação do gasoduto dedicado da determinação de atribuição dos custos às especificidades de cada instalação como expressamente mencionado no Art. 29º, §1º e 2º, da Lei 14.134 de 2021 (Nova Lei do Gás)⁸:

Art. 29

§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.

(Grifos do autor)

Nesse sentido, como elemento primário para a regulamentação ora em discussão, a Gas Energy entende que a alternativa que melhor atenderá aos requisitos legais e aos princípios da replicabilidade, transparência e razoabilidade, será a utilização direta dos valores a serem cotados/apresentados pela distribuidora e/ou agentes livres na definição da tarifa específica.

⁷ Tarifa específica de distribuição de gás natural (TUSD-E): uma proposta metodológica para o Rio de Janeiro. Disponível em: https://ensaioenergetico.com.br/tarifa-especifica-de-distribuicao-de-gas-natural-tusd-e-uma-proposta-metodologica-para-o-rio-de-janeiro/?utm_source=mailpoet&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter-post-title_1. Acesso em: 28/04/21.

⁸ Lei Nº 14.134 de 2021 (Nova Lei do Gás). Disponível em: [L14134 \(planalto.gov.br\)](http://planalto.gov.br). Acesso em: 29/04/21.

3 OUTRAS REFERÊNCIAS PARA METODOLOGIA DE CÁLCULO TUSD-E

A seguir são trazidas para discussão outras referências já apresentadas ou discutidas em âmbito nacional, e até mesmo diretrizes implementadas em diferentes mercados para ilustrar eventuais caminhos alternativos para as propostas já apresentadas na referida consulta pública.

3.1 EXPERIÊNCIA DO ESTADO DE SÃO PAULO

São Paulo foi um dos primeiros estados a desenvolver uma metodologia que considerasse nos cálculos tarifários as especificidades de cada empreendimento para os Autoprodutores e Autoimportadores com ramais dedicados.

Em 2016, a ARSESP propôs na quarta revisão do ciclo tarifário uma metodologia⁹ que considerasse as especificidades nas parcelas de CAPEX e OPEX, para o cálculo da TUSD-E, de cada empreendimento, conforme mostra a fórmula abaixo.

$$TUSD - E = (1 - Tc) \times OPEX_{dedicado}$$
$$OPEX_{dedicado} = OPEX_{concessionária} \times \frac{CAPEX_{dedicado}}{BRA}$$

Onde:

$(1 - Tc)$ – Taxa de comercialização descontada, em R\$/ano

$OPEX_{concessionária}$ – Opex da distribuidora do primeiro ano do ciclo tarifário

$CAPEX_{dedicado}$ – Custo de investimento do ramal dedicado

BRA – Base Regulatória de Ativos

Entretanto, a metodologia proposta para o cálculo da TUSD-E na NT RTG/01/2016 não foi empregada em 2014, pois a quarta revisão tarifária da ARSESP foi paralisada e somente foi retomada em dezembro de 2018. Uma nova proposta foi aplicada na revisão tarifária da Comgás, com o intuito de se calcular a TUSD-E para as UTEs Euzébio Rocha e São João Energia Ambiental,

⁹ Fonte: [Contribuição da UFF para a Consulta Pública da Proposta da Naturgy de Metodologia de Cálculo da TUSD-E, de 2019](#) e [Contribuição do Grupo GENER à Consulta Pública da Abertura do Mercado de Gás no Estado do Amazonas, de 2020](#). Acesso em 28/04/2021.

ambas atendidas por ramal dedicado. Porém, ainda que represente um avanço no tratamento de autoprodutores, a metodologia ainda não reflete as especificidades dos ramais dedicados.

A parcela do CAPEX é específica e 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. Já a parcela OPEX não é plenamente específica, pois a metodologia apenas considera 50% de todos os custos operacionais descontados a comercialização.

Em suma, apesar de ser simples e transparente, essa metodologia não captura a essência da especificidade de cada instalação dedicada, que, segundo o próprio Art. 29 da lei do gás (Lei 14.134 de 2021), deve ser respeitada.

3.2 FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)

Na literatura internacional é comum que gasodutos dedicados sejam classificados como serviço de transporte, suprimindo eventuais tarifas de distribuição. Segundo a FERC, em seu manual de cálculo do custo de serviço "*cost-of-service*"¹⁰, o principal marco regulatório do gás natural no país, nomeado "*Natural Gas Act (NGA)*", exige que as margens cobradas pelos serviços de movimentação de gás natural sejam "justas e razoáveis". O cumprimento dessas diretrizes requer um equilíbrio de ações entre os interesses do proprietário do gasoduto e seus contribuintes. A metodologia básica para estabelecer taxas justas e razoáveis é a tarifação do custo do serviço, do termo "*cost-of-service rating*". Na determinação de taxas de custo de serviço, as tarifas são projetadas com base no custo de fornecimento de serviço de um gasoduto, incluindo uma oportunidade para o gasoduto obter um retorno razoável sobre seu investimento.

Segundo o documento, a fórmula do custo de serviço considera basicamente:

$$\text{Custo do serviço} = \text{Retorno} + \text{O\&M} + \text{A\&G} + \text{Depreciação} + \text{Impostos} - \text{Créditos}$$

Onde:

Retorno – Ativo (investimento do gasoduto) multiplicado pela taxa de remuneração

O&M – Custos de operação e manutenção

A&G – Despesas gerais e administrativas

¹⁰ FERC, 1999. Cost-of-Service Rates Manual. Disponível em: <https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/cost-of-service-manual.doc>. Acesso em: 28/04/2021.

Depreciação – Despesas com depreciação

Impostos – Impostos sobre o serviço

Créditos – Eventuais créditos de receita (como o documento trata o serviço de transporte pelo método “*revenue cap*”¹¹, a fórmula prevê compensação de sobre-receita).

Traçando um paralelo com o caso brasileiro, para uma tarifa de gasoduto dedicado sem impostos e sem considerar o regime de “*revenue cap*”, o custo de serviço de um gasoduto incluiria basicamente as parcelas de remuneração do investimento (nos casos em que a distribuidora participaria dos investimentos) somado aos custos O&M + A&G.

A parcela de O&M representa o custo de operação e manutenção da planta de serviços públicos e equipamentos do duto, ou o custo de funcionamento do sistema físico de duto. Já a parcela de A&G inclui despesas de caráter geral e não necessariamente vinculadas à operação do gasoduto. Segundo a FERC, O&M representam cerca de 69-70% dos custos, e os 31-30% remanescentes seriam atrelados aos custos de A&G. Dessa forma, o que pode se concluir da metodologia utilizada é que os custos operacionais podem ser divididos em duas partes, uma intrínseca do sistema físico do gasoduto (O&M) e outra representando a parcela comum a todos os usuários daquela infraestrutura.

Melhor do que estabelecer uma metodologia de cálculo, a FERC apresenta os fatores que devem ser considerados no custo de infraestrutura específica, sendo uma referência para reforçar a lógica de que devem ser respeitadas as características de cada gasoduto dedicado.

4 CONSIDERAÇÕES E PROPOSTA GAS ENERGY

Como característica central desta proposição, a Gas Energy acredita que o cálculo da TUSD-E deve mirar custos justos tanto para o usuário livre quanto para concessionária e ocorrer de forma transparente e replicável, com metodologia objetiva e espaço para composição entre os agentes

¹¹ No mecanismo de Receita Máxima o regulador estabelece a Receita Máxima que a concessionária pode obter, ou seja, regula a receita e não preço ou custo (prática utilizada no setor de transporte). Para a distribuição no Brasil, utiliza-se o regime de “*price-cap*”. O regulador fixa um preço máximo a ser aplicado por um prazo determinado (período tarifário). A empresa pode capturar ganhos decorrentes da redução de seus custos por um prazo determinado, já que, com as tarifas fixas, qualquer redução de custos obtida pela empresa resultará em margens maiores.

envolvidos, garantida a possibilidade de envolvimento do regulador nas negociações caso necessário. Nesse sentido, reforça-se a concepção de que a tarifa de duto específico deva ser calculada com base nos próprios custos de construção - quando houver qualquer participação da distribuidora - e no OPEX do próprio duto dedicado.

Este tipo de sistema, que tende a atender grandes consumidores, em muito assemelha-se à concepção de um gasoduto de transporte. Quando uma nova linha desta natureza é construída, as transportadoras identificam os custos associados ao CAPEX e ao OPEX de forma individualizada, agregando tarifas intrínsecas que refletem exclusivamente os encargos daquela infraestrutura. Da mesma forma, em toda revisão tarifária a distribuidora já é responsável por dimensionar os custos operacionais anuais e investimentos considerando sua rede existente e planejada. É razoável afirmar, assim, que não deveria haver empecilhos que impeçam a proposição de valores que reflitam a realidade daquela infraestrutura em particular.

O mercado possui diferentes referências unitárias para determinação dos valores de OPEX e CAPEX. A EPE, por exemplo, em seu Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2022¹² e em outros informes¹³ apresenta percentuais de 3% a 4% do CAPEX como patamar razoável para a determinação do custo operação de um gasoduto. Trata-se de range muito próximo do que também é praticado no mercado como ponto de partida para projeção desses custos operacionais. Tais parâmetros podem ser usados como balizadores, inclusive, por consumidores e/ou concessionária de distribuição para avaliar propostas que possam ser apresentadas de lado a lado. Isso também vale para o regulador em caso de ser chamado para arbitrar esta discussão. O mesmo racional pode ser aplicado para a determinação do próprio orçamento de construção, tendo por base métricas de mercado como aquelas apresentadas pela EPE e citadas na NT da consulta pública em discussão.

De maneira objetiva, a partir do conjunto de elementos apresentados ao longo deste relatório, a Gas Energy propõe a seguinte metodologia:

¹² Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

¹³ Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-368/INFORME%20-%20Custos%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20no%20Pr%C3%A9-Sal%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

$$TUSD - E = \frac{\%Participação_{distribuidora} * (Investimento - depreciação) * TR}{Capacidade do gasoduto} + \frac{OPEX_{especifico}}{Capacidade do gasoduto}$$

Onde:

%Participação_{distribuidora} - Participação da distribuidora no investimento do gasoduto para considerar a possibilidade da distribuidora auxiliar parcialmente na construção do gasoduto. Para casos em que a distribuidora não participa do investimento, a parcela torna-se zero.

Investimento – Custo de investimento referente à construção do duto específico. Deve considerar os custos diretamente na construção do ramal dedicado, sem necessidade de utilização de referências externas na literatura, uma vez que o valor pode ser previsto na concepção do duto através de cotações comerciais.

Depreciação – Depreciação acumulada ao longo dos anos até o ano de vigência da TUSD-E.

Taxa de remuneração (TR) – Taxa de remuneração já aprovada pela agência reguladora no âmbito das revisões tarifárias para o ano de vigência da tarifa.

OPEX_{especifico} – Custo de operação e manutenção exclusivamente para o duto dedicado. Referências na literatura, como as da EPE, por exemplo, em seu Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2022¹⁴ e em outros informes¹⁵ de 3% a 4% do CAPEX serão utilizados como parâmetros para negociação do custo operacional com a distribuidora ou processos de arbitragem pela agência reguladora quando não houver consenso.

Capacidade do gasoduto – capacidade de movimentação gasoduto construído em m³ anuais.

Por fim, cumpre-se ressaltar que de acordo com a própria resolução Agenssa 4142/2020, a definição do CAPEX para a construção de um gasoduto dedicado poderá ser objeto de negociação entre os agentes, tendo em vista que os consumidores poderão apresentar seus próprios orçamentos e cotações. Esse mesmo espírito deve ser transferido para a definição dos custos de O&M, uma vez definidas suas regras de base, como a reflexão mandatória das especificidades da

¹⁴ Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

¹⁵ Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-368/INFORME%20-%20Custos%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20no%20Pr%C3%A9-Sal%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 28/04/21.

estrutura e a interveniência da Agência para arbitrar a negociação caso seja chamada pelos envolvidos.

De forma geral, a metodologia a ser utilizada deve buscar custos justos com as menores exigências regulatórias e espaço para ajustes entre os próprios agentes dentro das regras do jogo e desde que os parâmetros definidos encontrem respaldo na prática do mercado. Dessa maneira, a Gas Energy acredita que tanto os interesses dos agentes diretamente envolvidos serão preservados como de toda a sociedade Fluminense, que terá, neste regramento particular, uma ferramenta poderosa de atração de investimentos e desenvolvimento para o estado.

Consulta Pública 01/2021 - Contribuição Marlim Azul

De : Patrícia Cardoso
<patricia.cardoso@arkeenergia.com>

seg, 03 de mai de 2021 15:00

 2 anexos

Assunto : Consulta Pública 01/2021 - Contribuição Marlim Azul

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Cc : Roberta Bassegio
<roberta.bassegio@arkeenergia.com>

Prezados,

Serve a presente mensagem para encaminhar o arquivo anexo contendo a contribuição da Marlim Azul Energia na Consulta Pública 01/2021 sobre a Metodologia de Cálculo da TUSD-E.

Pedimos, por gentileza, confirmar o recebimento desta mensagem e do respectivo anexo.

Att.,

Patrícia Cardoso
Gerente de Regulação
+55 11 99107-6116
patricia.cardoso@arkeenergia.com
arkeenergia.com


 **Contribuição Marlim Azul - CP TUSD-E.pdf**
1 MB

FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÃO

AGENERSA – Consulta Pública nº 01/2021 – Processo SEI n.º 220007 / 002145 / 2020

Metodologia de Cálculo TUSD e TUSD-E.

Nome: Laís Jerzewski Borges

Cargo: Especialista de Regulação e Relações Institucionais

Empresa: EDF Norte Fluminense

Endereço: Avenida República do Chile, 330 - 6º - Torre Oeste

Telefone: (21) 3974-6100 / (21) 99944-6684

Representante: Ricardo Barsotti (Diretor Jurídico, Riscos, Compliance, Regulação e RI)

CONTRIBUIÇÃO

A EDF Norte Fluminense (“EDF”), na condição de operadora da Usina Termelétrica (UTE) Norte Fluminense, instalada em Macaé/RJ e de agente regulado da AGENERSA, inicialmente, parabeniza esta Agência pela iniciativa de instaurar a Consulta Pública n.º 01/2021, e reconhece sua relevância para o aprimoramento do Marco Legal do Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro, a qual fortalece o movimento nacional de abertura e modernização do respectivo setor.

Diante desse cenário, vale notar que o gás natural ainda enfrenta gargalos para sua disponibilização no mercado, sobretudo diante da necessidade de infraestruturas e de soluções regulatórias capazes de consolidar um ambiente desenvolvido, com tarifas equilibradas e regras regulatórias uniformes.

Assim, a presente Consulta Pública, em conjunto com as Consultas Públicas n.ºs 02 e 03/2021, ao permitirem a discussão do importante desenvolvimento do marco regulatório, atende à demanda do segmento, de modo a reposicionar o Estado do Rio de Janeiro no *hall* de estados competitivos e atrativos para novos investimentos na indústria do gás natural.

Nesse contexto, e no intuito de corroborar com esta Agência na construção desse novo marco regulatório, aproveitamos para destacar algumas questões que devem ser observados no processo de revisão do arcabouço regulatório relativo à “Metodologia de Cálculo TUSD e TUSD-E”, proposto nesta Consulta Pública, dividido nos seguintes tópicos: (i) Definições; e (ii) Metodologia de Cálculo da TUSD-E: fundamentos e conceitos.

Ressaltamos que a EDF Norte Fluminense permanece a disposição desta AGENERSA para contribuir, trocar experiências e prestar eventuais esclarecimentos adicionais para que alcancemos o tão almejado aprimoramento do marco regulatório do setor de gás natural do Estado do Rio de Janeiro.

(i) Definições

Não obstante a Consulta Pública n.º 2/2021 busque tratar mais profundamente de questões atinentes aos conceitos e definições, é necessário a harmonização do conceito de TUSD-E com o fito de uma melhor compreensão dos temas tratados na presente Consulta Pública. Nesse sentido, sugerimos as seguintes modificações no texto proposto:

~~TUSD-E: Tarifa Específica de Uso do Sistema de Distribuição, aplicada aos Agentes Livres que constroem seus gasodutos dedicados~~ Tarifa específica para uso do sistema de distribuição, aplicável ao Agente Livre atendido por Gasoduto Dedicado, a ser calculada considerando os investimentos específicos, quando houver, os custos de operação e manutenção do respectivo segmento de consumo e a remuneração pela atividade de operação e manutenção realizada pela Concessionária.

Conforme indicado por essa AGENERSA no âmbito da Deliberação n.º 3.862/2019, integrada pelas Deliberações n.ºs 4.068/2020 e 4.142/2020, a TUSD-E é aplicável para qualquer Agente Livre que seja atendido por Gasoduto Dedicado.

A redação proposta na Consulta Pública n.º 02/2021, contudo, restringe a aplicação e redação atribuída à TUSD-E para aqueles gasodutos dedicados cuja construção foi realizada pelo próprio Agente Livre, apesar de sabermos que a regulamentação estadual possibilita a aplicação da TUSD-E aos gasodutos dedicados construídos (i) pelo Agente Livre, (ii) pela distribuidora, ou (iii) por ambos, em regime de co-participação.

Também importante mencionar a previsão do art. 29 da Lei n.º 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”) no sentido de que, nos casos de construção de gasodutos dedicados pelo Agente Livre, em regime de coparticipação ou pela Concessionária, a TUSD-E aplicada deverá considerar 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.

Diante disso, sugerimos a redação proposta acima, pois melhor transparece o objetivo das Deliberações da AGENERSA e da Nova Lei do Gás, de maneira a apuradamente refletir a efetiva lógica que baseia a incidência da TUSD-E.

(ii) Metodologia de Cálculo da TUSD-E: fundamentos e conceitos

As novas diretrizes para o mercado de gás do Estado do Rio de Janeiro implementadas pela AGENERSA mantiveram a opção para que os Agentes Livres construam gasodutos para uso específico para movimentação de gás natural, mas apenas na hipótese de a necessidade de movimentação do gás natural não puder ser atendida pela distribuidora estadual, a qual será a responsável pela operação e manutenção dessas instalações.

Nesse contexto, a AGENERSA propõe duas metodologias de cálculo: (i) para gasodutos construídos pela distribuidora; e (ii) para gasodutos construídos pelos Agentes Livres, na estrutura formulada abaixo:

Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária

$TUSD-E = OPEX_{médio} + O\&M_{médio}$

Onde:

$OPEX_{médio} = (OPEX_{específico} / OPEX_{total}) / 5$

$O\&M_{médio} = (TR * CONSTRUÇÃO) / (CONSUMO)$

$CONSTRUÇÃO = CUSTO\ BASE * EXTENSÃO * DIÂMETRO\ DO\ DUTO$

Atribuição da TUSD-E para clientes atendidos por ramal construído pela Concessionária

$TUSD-E = OPEX_{médio}$

Onde:

$OPEX_{médio} = (OPEX\ específico / OPEX\ total) / 5$

Primeiramente, nota-se que a proposta apresentada, ainda que represente um avanço frente a metodologia atualmente utilizada, não atende aos critérios expostos na própria Nota Técnica nº AGENERSA/CAPET 002/2021 ("NT"), a qual dispõe sobre a *"desagregação de custos de distribuição e comercialização, bem como a classificação e distribuição de custos que melhor atendam a especificidade e razoabilidade da rede, além da sustentabilidade do serviço de distribuição"*.

Pela proposta, o valor de OPEX consideraria, unicamente, a exclusão de custos de comercialização, sem considerar as especificidades próprias do gasoduto dedicado. Ademais, não fica claro qual a motivação para a "divisão por 5" de todo o valor de OPEX. Na abordagem específica dos investimentos (CAPEX) da TUSD-E, por sua vez, observa-se que a formulação desconsidera fatores relevantes para a quantificação de investimentos, como: a metodologia de fluxo de caixa descontado, as depreciações, as amortizações, e até a taxa interna de retorno do distribuidor.

Nesse contexto, **entendemos que a proposta inicialmente apresentada por esta AGENERSA não atende aos objetivos da presente Consulta Pública.**

Por sua vez, foi apensada à Consulta Pública documento denominado *"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' elaborado pelos pesquisadores do Grupo de Energia e Regulação (GENER) da Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF), cuja formulação busca distinguir os itens de OPEX que dependem da extensão da rede, dos itens de OPEX que não dependem de extensão. Assim, a proposta busca estabelecer tarifa justa através desta separação dos custos.

A fórmula de CAPEX proposta, por sua vez, contempla a participação da concessionária no investimento do ramal específico e o recebimento da remuneração pela sua participação, além de fatores como depreciação, taxa interna de retorno e fatores fiscais.

Entendemos, que a proposta apresentada pela GENER/UFF é um avanço em face da proposta inicialmente apresentada pela AGENERSA, tendo em vista que busca incorporar as especificidades de cada gasoduto dedicado e critérios usualmente adotados para a remuneração e depreciação de investimento em ativos (CAPEX) na metodologia de custos de TUSD-E.

Ressalte-se que, apesar do avanço identificado, a rubrica de OPEX relacionada a distância do gasoduto dedicado, em comparação com a rubrica de OPEX relacionada ao diâmetro do gasoduto, não está claramente definida no estudo. Isso porque a NATURGY não disponibiliza o diâmetro médio dos gasodutos sob sua área de concessão, não sendo possível modelar adequadamente a proposta apresentada pela GENER/UFF.

Outro ponto de preocupação relacionado com a proposta GENER/UFF encontra resguardo na eventual *cumulatividade de remunerações pelos mesmos custos (rubricas) da Distribuidora*. Ou seja, eventualmente, um mesmo custo, pode estar sendo *indevidamente* remunerado tanto pelo fator OPEXdistância quanto pelo fator OPEXdiâmetro, de maneira que não alcançaríamos o efetivo objetivo de uma tarifa justa e específica.

De modo que, apesar de ser uma proposta interessante, entendemos que a proposta GENER/UFF merece estudos aprofundados, com a possibilidade de novas contribuições, a fim de verificarmos o atingimento dos objetivos de especificidade e razoabilidade, suscitados por esta AGENERSA.

Ainda no âmbito das contribuições, a EDF Norte Fluminense recebeu proposta metodológica apresentada pela Associação Brasileira de Geradores Termelétricos – ABRAGET. A proposta busca criar uma fórmula que leve em consideração apenas os custos relacionados à operação e manutenção do Gasoduto Dedicado que movimenta a molécula gás natural para o Agente Livre, conforme formulação abaixo indicada:

OPEX específico = (Extensão do Gasoduto Dedicado/ Extensão Total da Rede de Distribuição) * OPEXconces

Sendo que:

OPEXconces = OPEX da Concessionária excluindo itens relativos ao custo de comercialização, publicidade e propaganda.

Conforme proposto por esta AGENERSA no âmbito Deliberação n.º 3.862/2019, integrada pelas Deliberações n.ºs 4.068/2020 e 4.142/2020, a proposta ABRAGET exclui dos custos com despesas operacionais (OPEX) apurados para cálculo da TUSD-E, deverão ser excluídos aqueles relacionados à *comercialização, ao pessoal da área comercial e de suprimento de gás, despesas comerciais, comunicação e marketing e gestão de gás e transporte*, ao mesmo tempo que cria uma estruturação simples e específica para o ressarcimento dos custos da distribuidora.

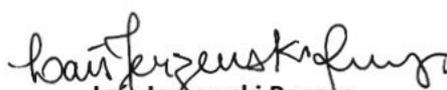
A remuneração do CAPEX específico do gasoduto dedicado, apesar de ser teoricamente apresentada pela ABRAGET, não foi consolidada em uma expressão algébrica.

Assim, considerando que os conceitos apresentados pela ABRAGET e pela GENER/UFF são os mesmos, entendemos que podemos seguir a formulação algébrica proposta pela GENER/UFF para o cálculo do CAPEX, ou seja, utilizando a metodologia de Fluxo de Caixa descontada as depreciações, amortizações e outras linhas que fazem parte do negócio, bem como respeitando a variação desses valores ao longo do tempo.

Por fim, **entendemos que a formulação ABRAGET incorpora todos os objetivos almejados pela AGENERSA (especificidade, razoabilidade e transparência), de modo a evitar eventuais pagamentos em duplicidade por serviços prestados pela Distribuidora no âmbito dos gasodutos dedicados.**



Ricardo Barsotti
Diretor Jurídico, Riscos, Compliance, Regulação e RI



Laís Jerzewski Borges
Especialista de Regulação e Relações Institucionais

Consulta Pública 01/2021 - Contribuição EDF Norte Fluminense

De : Lais Jerzewski Borges
<lais.borges@edfbrasil.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 20:17

 2 anexos

Assunto : Consulta Pública 01/2021 - Contribuição EDF Norte Fluminense

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Cc : Ricardo Barsotti
<ricardo.barsotti@edfbrasil.com.br>

As imagens externas não são exibidas. [Exibir as imagens abaixo](#)

Prezados, boa noite.

Segue, em anexo, a contribuição da EDF Norte Fluminense para a Consulta Pública nº 01/2021.

Atenciosamente,
Laís Borges



Laís Jerzewski Borges

Especialista em Regulação e Relações Institucionais

Diretoria Jurídica

EDF Norte Fluminense

Avenida República do Chile, 330 - 6º - Torre Oeste

20031-170 – Rio de Janeiro - RJ - Brasil

lais.borges@edfbrasil.com.br

Tel.: +55 21 3974-6100

 **2021.05.03 - AGENERSA - Consulta Pública 1-2021_versão final-
assinada.pdf**
2 MB



FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES
CONSULTA PÚBLICA 01/2021 - PROCESSO nº SEI-220007/002145/2020

Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E

Identificação:

Nome Completo	Ricardo de Azambuja Pinto – Diretor Superintendente	
Empresa/Instituição	Gas Bridge Comercializadora S.A. (GBC) CNPJ: 33.458.723/0001-98	
E-mail	ricardo.pinto@gasbridge.com.br luiza.sales@gasbridge.com.br	
<input checked="" type="checkbox"/> Representante de agente econômico regulado pela ANP	<input type="checkbox"/> Representante de instituição governamental	
<input type="checkbox"/> Representante individual ou consumidor final	<input type="checkbox"/> Representante de órgãos de defesa do consumidor	
<input type="checkbox"/> Representante órgão de sindicato, classe ou associação	<input type="checkbox"/> Outro: _____	

Contribuição GBC:

SEÇÃO DOCUMENTO (Nota Técnica AGNERSA/CAPET 002/2021)	QUESTÃO PARA DISCUSSÃO	CONTRIBUIÇÃO GBC
<p>Cálculo da TUSD</p>	<p>1) A TUSD é calculada a partir do montante do OPEX total da Distribuidora e gastos de atividade comercial:</p> <p>TUSD = MS – PD</p> <p>Onde:</p> <p>MS = Margem da Distribuidora</p> <p>PD = Parcela Dedutível</p> <p>Sendo PD obtida através da equação:</p> <p>PD = (GAT / OPEX) * MS</p> <p>Onde:</p> <p>GAT = Total de gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional;</p> <p>OPEX: Total de gastos operacionais estimados pra o ciclo revisional</p>	<p>A fórmula proposta para o cálculo da TUSD prevê, a exemplo de outros mercados, que seja aplicado um desconto proporcional aos custos comerciais. Entende-se razoável esta proposta, entretanto, há que serem melhor detalhados os chamados “gastos da atividade comercial”, em especial para o atendimento ao Mercado Industrial, que reúne os chamados Usuários Potencialmente Livres. A estrutura funcional e operacional de uma Concessionária é ampla e direciona esforços, em linhas gerais e de forma simplista, para a manutenção da infraestrutura existente, considerando, portanto, os clientes já conectados à sua Rede de Distribuição, e, para a ampliação de sua infraestrutura, considerando, portanto, a conexão de novos Usuários.</p> <p>Cenário 1: MERCADO EXISTENTE</p> <p>Em um cenário de migração de um cliente do ambiente cativo para o ambiente livre, considerando, a título de exemplo, uma indústria, são várias as estruturas funcionais de uma Concessionária diretamente impactadas por este movimento, portanto, é verdade assumirmos que a estrutura de custos operacionais (OPEX) é mais ampla do que a “chamada atividade comercial”, no que tange a gestão, pós-venda, de uma carteira de clientes. Para a manutenção de um cliente industrial, do ponto de vista de gestão comercial, naturalmente, existe uma estrutura funcional dedicada, representada não apenas, pelos “agentes comerciais e/ou representantes de vendas” que fazem a gestão de tal carteira, mas também por consultores de MKT, especialistas de mercado, e, tantos outros profissionais envolvidos na manutenção e desenvolvimento de novos negócios em clientes existentes. Esta OPEX, que não está diretamente associada aos gastos envolvidos nas atividades de prospecção e captação de novos clientes, bem como na aquisição de gás, deve ser também considerada no cálculo da TUSD, considerando que a migração de um Usuário do mercado cativo para o Mercado Livre dispensa estes investimentos por parte da Concessionária, de forma proporcional e, naturalmente, cadenciada ao longo do tempo.</p> <p>Cenário 2: AMPLIAÇÃO DE MERCADO</p> <p>Considerando a estrutura funcional de uma Concessionária, entende-se que a OPEX diretamente associada aos gastos envolvidos nas atividades de prospecção e captação de novos clientes, bem como na aquisição de gás são mais amplos do que simplesmente “atividade comercial”. Há que serem considerados, a título de exemplo, os gastos (OPEX) envolvidos nas atividades de</p>

SEÇÃO DOCUMENTO (Nota Técnica AGNERSA/CAPET 002/2021)	QUESTÃO PARA DISCUSSÃO	CONTRIBUIÇÃO GBC
		<p>Marketing e Comunicação, Planejamento Estratégico ou qualquer estrutura funcional dedicada ao mapeamento e planejamento de mercados potenciais para a conversão ao gás natural, considerando naturalmente aqueles Usuários livres / potencialmente livres, em especial o Mercado Industrial. Os exemplos, acima citados, são exemplos que nos provocam quanto à composição destes chamados “gastos da atividade comercial”. De forma direta ou indireta, são muitos os colaboradores e investimentos diretamente envolvidos na ampliação de uma carteira de clientes, e, é fundamental que sejam mapeados estes custos em prol de ser equilibrada a relação entre TUSD e Tarifa. A competitividade do Mercado Livre depende diretamente do cálculo preciso da TUSD, e, é importante, por tratar-se de uma Concessão, que a Concessionária ofereça a mercado transparência dos custos apontados no numerador da equação. Naturalmente a OPEX total, denominador do cálculo, também deve ser objeto de análise. Espera-se que, com a migração dos clientes do Mercado Cativo para o Mercado Livre, a OPEX total de uma Concessionária reduza, ao passo que ela se dedicará à gestão operacional da carteira, se especializando ainda mais e buscando estruturas mais eficientes e coordenadas com os demais agentes que compõe a Cadeia de Suprimento de Gás.</p>
Cálculo da TUSD - E	<p>A fundamentação da TUSD-E é dada pela alocação dos custos de CAPEX (se for o caso) e de O&M intrínsecos a cada trecho construído, excluídos os gastos de atividade comercial - como a ser feito para a TUSD. Existem 02 (duas) situações principais relacionadas ao atendimento do Usuário livre:</p> <p>1) Duto de Distribuição de uso exclusivo construído pela Concessionária</p> $TUSD = OPEX_{MÉDIO} + O\&M_{MÉDIO}$ <p>Onde:</p> $OPEX_{MÉDIO} = (OPEX_{ESPECÍFICO} / OPEX_{TOTAL}) / 5$ $O \& M_{MÉDIO} = (TAXA \ DE \ REMUNERAÇÃO \ * \ CONSUMO \ ANUAL \ CONTRATADO)$	<p>As fórmulas propostas para o cálculo da TUSD – E, em ambos os cenários, considera uma relação direta com OPEX total da Concessionária. Entretanto, como em ambos os cenários, trata-se de uma estrutura de distribuição específica, o custo operacional considerado para composição da TUSD deveria ser função apenas do OPEX específico, desconsiderando qualquer efeito do OPEX total. Em adição a isso, a fórmula considera ainda um divisor para cálculo do OPEX Médio, cujo racional não foi justificado e tampouco detalhado. Entende-se razoável o detalhamento deste racional, e, que sejam considerados para efeito de cálculo da TUSD -E, apenas os custos associados diretamente àquela infraestrutura em específico, sem qualquer menção ou relação proporcional aos custos totais da Concessionária.</p> <p>Em tempo, considerando o cenário de construção de um duto pela Concessionária, de forma específica e destinado ao atendimento de um Usuário livre, é detalhado na Nota Técnica que, o custo base para que seja calculado o O&M médio será a estimativa média do estudo da EPE – Empresa de Pesquisa e Energia. Porém, resta dúvida sobre como este custo médio e teórico será considerado para efeito prático de cálculo do custo efetivo de construção do duto em questão. A Nota Técnica não deixa claro se o valor teórico mencionado será o custo a ser utilizado para cálculo da TUSD - E, uma vez que ao final do documento, a minuta fala que os investimentos serão feitos com base nos custos específicos para atendimento do Usuário. Não parece razoável</p>

SEÇÃO DOCUMENTO (Nota Técnica AGNERSA/CAPET 002/2021)	QUESTÃO PARA DISCUSSÃO	CONTRIBUIÇÃO GBC
	<p>2) Duto de Distribuição de uso exclusivo construído pelo Agente Livre</p> <p>TUSD = OPEX_{MÉDIO}</p> <p>Onde:</p> <p>OPEX_{MÉDIO} = (OPEX_{ESPECÍFICO} / OPEX_{TOTAL}) / 5</p>	<p>utilizar referências de custo na literatura, uma vez que a tarifa dedicada deve refletir os custos incorridos para a construção do gasoduto específico. Em adição, entende-se razoável que, qualquer que seja o custo associado à construção do duto específico, este investimento, aqui mencionado como CAPEX, deve ser tratado, do ponto de vista da base regulatória da Concessionária de forma distinta, devendo, portanto, serem excluídos da base total da concessão.</p> <p>Por fim, a Nota Técnica menciona, para o primeiro cenário, Construção de Duto pela Concessionária, um regime de coparticipação, mas não detalha os princípios deste regime. Resta dúvida sobre se tratar de um regime de coparticipação permitido para uma divisão, entre Concessionária e Usuário Livre sobre os investimentos para a construção ou regime de coparticipação por ser considerado um O&M médio na fórmula de precificação da TUSD – E. Pede-se maior esclarecimento sobre o tema.</p>

RES: Contribuição Gas Bridge Comercializadora _ PROCESSO nº SEI-220007/002145/2020 (TUSD E TUSD-E)

De : Luiza Sales <luiza.sales@gasbridge.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 14:27

Assunto : RES: Contribuição Gas Bridge Comercializadora _
PROCESSO nº SEI-220007/002145/2020 (TUSD E
TUSD-E)

📎 2 anexos

Para : consultapublica@agenera.rj.gov.br

Cc : Ricardo Pinto <ricardo.pinto@gasbridge.com.br>,
Alana Massolini
<alana.massolini@gasbridge.com.br>

Boa tarde.

Reenviando o e-mail, incluindo como **CNPJ a Filial GBC – RJ.**

Att,



Luiza Sales
Gas Bridge Comercializadora S.A.

Rua Lauro Müller, 116 • sl 4405
Torre do Rio Sul • Botafogo • RJ • Brasil
CEP 22290 160

+55 21 3264 2099
+55 11 99472-2294
www.gasbridge.com.br

Canal de Ética | 0800 602 6916
www.contatoseguro.com.br/gasbridge

De: Luiza Sales

Enviada em: segunda-feira, 3 de maio de 2021 13:57

Para: consultapublica@agenera.rj.gov.br

Cc: Ricardo Pinto <ricardo.pinto@gasbridge.com.br>; Alana Massolini
<alana.massolini@gasbridge.com.br>

Assunto: Contribuição Gas Bridge Comercializadora _ PROCESSO nº SEI-220007/002145/2020 (TUSD E TUSD-E)

Boa tarde.

Segue, em anexo, a contribuição da Gas Bridge Comercializadora S.A à **Consulta Pública nº01/2021 da AGENERSA - Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E.**

Solicitamos, gentilmente, confirmação para o recebimento deste e-mail.

Atenciosamente,



Luiza Sales
Gas Bridge Comercializadora S.A.

Rua Lauro Müller, 116 • sl 4405
Torre do Rio Sul • Botafogo • RJ • Brasil
CEP 22290 160

+55 21 3264 2099
+55 11 99472-2294
www.gasbridge.com.br

Canal de Ética | 0800 602 6916
www.contatoseguro.com.br/gasbridge



Contribuição GBC _ NT AGENERSA 002_2021 (TUSD E TUSD-E) _ Filial RJ.pdf
209 KB
