



NOTA TÉCNICA PRELIMINAR

**PROPOSTA DE METODOLOGIA A SER APLICADA NA
4ª REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA DA
COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS**

Dezembro 2018



SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	3
2.	O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO – QUESTÕES REGULATÓRIAS E INSTITUCIONAIS	4
2.1	Arcabouço Institucional.....	4
2.2	O Regime Tarifário no Contrato de Concessão	5
2.3	Cronograma de Eventos para 4ª RTO da Comgás	6
3.	METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.....	7
4.	MERCADO	8
4.1	Mercado Livre	9
5.	CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (OPEX)	9
6.	OUTROS CUSTOS	10
6.1	Perdas Regulatórias	10
6.2	Taxa de Fiscalização.....	10
6.3	Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológicos	11
7.	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA (BRR).....	11
7.1	Movimentação da Base de Remuneração Regulatória	11
7.2	Base de Remuneração Regulatória para o cálculo das tarifas de Distribuição e separação de Custos de Comercialização	12
7.3	Investimentos (CAPEX)	12
7.4	Custo de Capital e Estrutura de Capital	13
7.5	Capital de Giro	13
8.	OUTRAS RECEITAS	13
8.1	Tratamento Regulatório dos Serviços Correlatos e Acessórios	13
8.2	Tratamento regulatório das Receitas por Atividades Extra Concessão.....	14
9.	AJUSTES TARIFÁRIOS ENTRE CICLOS DE REVISÃO	14
10.	FATOR X	15
10.1	Proposta para determinar o Fator X para o Quinto Ciclo Tarifário.....	15
10.1.1	Produtividade Total dos Fatores (PTF).....	15
10.2	PTF ajustada pela escala	16
11.	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	17
11.1	Critérios para a proposta de Estrutura Tarifária	17
11.2	Descontos	18
11.3	Determinação das TUSD e Encargos Tarifários	18
11.4	Cálculo da TUSD-E específica para Autoimportador ou Autoprodutor com rede dedicada.....	19
11.5	Tarifas para grandes usuários com alto fator de carga/encargo por capacidade.....	19
11.6	Avaliação do Impacto da Estrutura Tarifária proposta e Requerimentos de Informação	20
12.	TRATAMENTO DO TERMO DE AJUSTE K.....	20



1. INTRODUÇÃO

Este documento apresenta a proposta da metodologia a ser utilizada na Quarta Revisão Tarifária Ordinária (4ª RTO) da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), desenvolvida de acordo com a legislação e regulação pertinentes e o disposto no Contrato de Concessão CSPE/01/99. O documento também apresenta a metodologia para determinação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) necessária para o desenvolvimento da atividade de comercialização relacionada ao serviço de gás canalizado.

O processamento da Terceira Revisão Tarifária da Comgás, previsto contratualmente para ocorrer em maio de 2014, permanece inconcluso em função de diversos fatores e questionamentos havidos ao longo de sua implementação.

Esta Nota Técnica diz respeito, exclusivamente, à metodologia a ser aplicada na Quarta Revisão Tarifária da Comgás, com efeito sobre o Quinto Ciclo Tarifário da empresa. O tratamento a ser dado para o ciclo anterior (Quarto Ciclo Tarifário), incluindo os devidos ajustes compensatórios, será apartado da presente Revisão Tarifária e analisados oportunamente, assim que todos os óbices que impedem sua consecução pela Arsesp sejam suplantados.

Adicionalmente a esta Nota Técnica Preliminar, será apresentada na consulta pública como contribuição prévia, a proposta de solução das controvérsias judiciais e encaminhamento das Revisões Tarifárias do Quarto e Quinto Ciclos Tarifários da Comgás, consubstanciada no Memorando de Entendimento firmado em 13 de abril de 2018 entre Comgás, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (ABIVIDRO), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM), Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimentos (ASPACER) e a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), recebido pela Agência, por intermédio da Secretaria de Energia e Mineração. Este Memorando foi avaliado pela Arsesp e as considerações da Agência foram encaminhadas à Secretaria de Energia e Mineração por meio dos Ofícios OF.P-0110-2018 e OF.P-119-2018, também disponibilizados para conhecimento nesta Consulta Pública.

O referido Memorando de Entendimento é divulgado para conhecimento público, além de que suas contribuições serão analisadas conforme sua pertinência ao objeto em Consulta Pública e as devidas considerações da Agência serão apresentadas em Relatório Circunstanciado, conforme Cronograma apresentado na seção 2.3. Assim sendo, para efeito desta Consulta Pública, serão avaliados exclusivamente aspectos relacionados à metodologia de cálculo. As questões relacionadas ao cálculo em si e aos valores a serem considerados serão objeto de análise pela Agência por ocasião da consulta pública da Nota Técnica Preliminar do Cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária. O Relatório Circunstanciado tratará dos aspectos apresentados no Memorando de Entendimentos e nas demais contribuições a serem recebidas.

Cabe ressaltar que não serão analisadas pela Agência eventuais contribuições ao Memorando de Entendimentos, e sim aquelas sobre a proposta apresentada pela Arsesp nesta Nota Técnica.

Também será objeto de consulta pública específica o aditivo contratual cujo objeto é a alteração dos períodos do Quarto e Quinto Ciclos Tarifários, com efeitos a serem observados nos cálculos da margem máxima, fator X e estrutura tarifária - etapa 10 do cronograma de eventos (ver seção 2.3).



2. O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO – QUESTÕES REGULATÓRIAS E INSTITUCIONAIS

2.1 Arcabouço Institucional

A Constituição Federal atribui aos Estados Federados a responsabilidade de explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado.

A Constituição do Estado de São Paulo determina que os serviços públicos sejam prestados aos usuários aplicando métodos que visem a melhor qualidade e maior eficiência e a modicidade das tarifas. Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, na forma da lei, os serviços de gás canalizado em seu território, de maneira a atender às necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros segmentos de usuários.

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp), entidade autárquica vinculada à Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, foi criada pela Lei Complementar nº 1.025, de 07/12/2007, regulamentada pelo Decreto nº 52.455 de 07/12/2007, para regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado de São Paulo, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, os serviços de saneamento básico de titularidade estadual. A Arsesp assumiu as atividades da sua antecessora Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), autarquia que atuou na regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica e gás canalizado desde 1998, nos termos da Lei Complementar Estadual nº 833, de 17/10/1997.

Segundo o disposto na legislação, a Arsesp tem por finalidade regular, controlar e fiscalizar:

- i. A qualidade do fornecimento dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado; e
- ii. Os preços, tarifas e demais condições de atendimento aos seus usuários.

Na consecução de suas atividades, a Arsesp deve observar as seguintes diretrizes:

- i. Coibir a ocorrência de discriminação no uso e seu acesso;
- ii. Proteger o consumidor com respeito a preços, continuidade e qualidade do fornecimento do serviço;
- iii. Aplicar metodologias que proporcionem a modicidade tarifária; e
- iv. Assegurar à sociedade amplo acesso a informações sobre a prestação dos serviços públicos de energia e as atividades da Agência, assim como a publicidade das informações quanto à situação do serviço e os critérios de determinação das tarifas.

Em relação aos serviços de gás canalizado, e particularmente no que diz respeito à determinação das tarifas, segundo o disposto no Artigo 8º da Lei Complementar nº 1025/2007, compete à Arsesp:

- i. Aprovar níveis e estruturas tarifárias e proceder ao reajuste e revisão das tarifas;
- ii. Disciplinar o acesso não discriminatório de terceiros, mediante o pagamento de tarifas de uso dos sistemas de distribuição de gás canalizado;
- iii. Zelar pelo cumprimento das disposições legais e contratuais, tendo presente, neste contexto, também as disposições do Decreto nº 43.889, de 10/03/1999, que aprovou o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo.



2.2 O Regime Tarifário no Contrato de Concessão

Sob a égide da legislação acima mencionada, a Comgás firmou o Contrato de Concessão nº CSPE/01/99, de 31 de maio de 1999, para a exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado pelo prazo de 30 (trinta) anos, podendo ser estendido por mais 20 (vinte) anos.

O Contrato de Concessão determina que as tarifas sejam revistas a cada início dos ciclos tarifários, com o objetivo de melhor refletir os custos de prestação do serviço. A presente Nota Técnica versa sobre a metodologia da Quarta Revisão Tarifária, que definirá as tarifas a serem praticadas pela Comgás no Quinto Ciclo Tarifário.

O regime tarifário estabelecido no Contrato de Concessão é do tipo Margem Máxima (MM), também denominado *price cap*, baseado na fixação de tarifas teto previamente ao início de cada ciclo tarifário, levando-se em consideração um Plano de Negócios projetado, elaborado pela Concessionária e aprovado pela Arsesp. As tarifas teto conferem à Concessionária a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, permitindo recuperar os custos razoáveis da prestação do serviço e, simultaneamente, incentivando-a a buscar eficiências marginais para maximizar seus ganhos, as quais, ao longo do tempo, são repassados ao mercado consumidor, estabelecendo-se um ciclo virtuoso e sustentável. A MM representa a receita unitária máxima que a Concessionária é autorizada a arrecadar, pela prestação do serviço de distribuição de gás natural canalizado, e é expressa em reais por metro cúbico (R\$/m³) de gás efetivamente vendido.

Na revisão tarifária da Concessionária, a Arsesp deve realizar a determinação dos valores de dois parâmetros fundamentais: a) P0, sendo este o valor inicial de MM no primeiro ano do Quinto Ciclo Tarifário; e b) o valor do fator de eficiência (Fator X), a ser considerado no reajuste anual, para atualização do parâmetro P0 e determinação do valor da MM para os anos seguintes do ciclo tarifário.

Para fixar o valor P0, a Concessionária deverá fornecer à Arsesp um Plano de Negócios (PN) que contenha, entre outras, as seguintes informações discriminadas entre as atividades de distribuição e comercialização: a) levantamento dos ativos em operação e sua conciliação com os registros contábeis conforme previsto no Contrato de Concessão; b) o Plano de Investimento (físico e financeiro), incluindo investimentos em reposição de ativos e em novas instalações; c) receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; d) informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído; e) projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído.

A partir do valor aprovado para o primeiro ano do Ciclo Tarifário, é determinado o valor anual da MM autorizada pela Arsesp, para cada um dos anos seguintes do ciclo. Anualmente, se a Margem Obtida (MO) pela concessionária for superior à Margem Máxima (MM) autorizada pela Arsesp, aplica-se o "Termo de Ajuste K".

A fim de determinar as tarifas pelo uso do serviço de distribuição (TUSD) a serem aplicadas aos mercados regulado e livre, a metodologia tarifária considerará a separação dos custos associados a: a) atividades reguladas sob responsabilidade das distribuidoras; e b) atividades de comercialização a usuários livres.

A Arsesp analisará proposta da Concessionária para a tabela de tarifas-teto, observando as seguintes condições: a) compatibilidade com a MM; b) que não haja discriminação indevida entre os usuários; e c) que não se estabeleçam subsídios entre os diferentes serviços de distribuição de gás canalizado. A tabela de tarifas-teto será então aprovada e fixada pela Arsesp. As tarifas praticadas inferiores às tarifas-teto fixadas terão como limite mínimo o custo da prestação do serviço do fornecimento contratado, ficando os descontos



sujeitos à verificação pela Arsesp, que poderá exigir as respectivas planilhas que justifiquem os custos da prestação do serviço.

A Margem Máxima aprovada para o Quinto Ciclo Tarifário terá sua vigência a partir da conclusão deste processo de revisão tarifária. Novamente, por conta da impossibilidade de conclusão da Terceira Revisão Tarifária da Comgás, as metodologias aplicáveis e o tratamento a ser dado aos devidos ajustes compensatórios dos ciclos anteriores serão objeto de Nota Técnica específica.

Cabe recordar que, conforme o Contrato de Concessão, o período de exclusividade na comercialização de gás canalizado pela Comgás aos usuários não residenciais e não comerciais já se encerrou. Assim, a fixação das tarifas de distribuição do Quinto Ciclo Tarifário será realizada de modo que esses usuários possam exercer a opção de escolha do fornecedor do gás canalizado, utilizando a infraestrutura de distribuição comum a todos os usuários da concessionária.

2.3 Cronograma de Eventos para 4ª RTO da Comgás

Conforme Deliberação Arsesp nº 840 de 04/12/2018, está previsto o seguinte cronograma de eventos para a 4ª RTO da Comgás:

Tabela 2.1: Cronograma de eventos da 4ª RTO da Comgás

	Evento	Data
1	Publicação da Nota Técnica Preliminar com o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	Até 20/12/18
2	Publicação da Nota Técnica Preliminar da metodologia da 4ª Revisão Tarifária Ordinária	Até 20/12/18
3	Realização da Consulta Pública sobre a Nota Técnica Preliminar com o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	De 21/12/18 a 07/01/19
4	Realização da Consulta Pública sobre a Nota Técnica Preliminar da metodologia da 4ª RTO	De 21/12/18 a 07/01/19
5	Realização da Consulta Pública para alteração dos ciclos tarifários do contrato de concessão	De 21/12/18 a 07/01/19
6	Entrega do Plano de Negócios e da proposta de estrutura tarifária pela Comgás	Até 04/01/19
7	Análise das contribuições recebidas, publicação do Relatório Circunstanciado e da Nota Técnica Final do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	Até 06/02/19
8	Análise das contribuições recebidas, publicação do Relatório Circunstanciado e da Nota Técnica Final da metodologia da 4ª revisão tarifária	Até 06/02/19
9	Análise das contribuições recebidas, publicação do Relatório Circunstanciado e do texto final do termo aditivo	Até 06/02/19
10	Análise do Plano de Negócios, da proposta de estrutura tarifária e, se necessário, de informações adicionais a serem solicitadas	Até 21/03/19
11	Publicação da Nota Técnica Preliminar do cálculo da Margem Máxima, Fator X e estrutura tarifária	Até 26/03/19



	Evento	Data
12	Realização da Consulta Pública e Audiência Pública sobre a Nota Técnica Preliminar do cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária	De 27/03/19 a 10/04/19
13	Análise das contribuições recebidas, publicação do Relatório Circunstanciado e da Nota Técnica Final do cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária	Até 24/05/19

3. METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA

O modelo regulatório adotado para a Comgás consiste na determinação de uma Margem Máxima (MM), cujo valor no primeiro ano do ciclo tarifário é chamado de P0, que garante o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária em toda área de atuação, com custos eficientes projetados para o ciclo tarifário, de forma a incentivar a empresa a buscar permanentemente a redução de seus custos.

A metodologia baseia-se em um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), cujo objetivo é calcular a tarifa de equilíbrio (P0) que garante que o Valor Presente Líquido (VPL) do ciclo tarifário seja igual a zero, dado um custo de oportunidade igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês para *Weighted Average Capital Cost*). Este método tem sido utilizado pela Arsesp em todos os ciclos anteriores e será mantido para o cálculo tarifário correspondente ao Quinto Ciclo Tarifário.

Os elementos que compõem o FCD são estimados a preços constantes para todo o ciclo, o que além de evitar a necessidade de projeções de inflação, calcula o valor apropriado e permite obter estimativas mais adequadas de cada componente.

A principal base de informações para o cálculo do P0 é o Plano de Negócios apresentado pela Comgás. Além disso, são utilizadas informações históricas para análise da evolução de alguns componentes e definição das metas e padrões a serem atingidos no ciclo tarifário.

A fórmula a ser adotada no cálculo do P0 está demonstrada na Equação 1, a seguir:

$$P0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_T}{(1 + r_{WACC})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{(1 - t) \cdot [OPEX_i + ODESP_i]}{(1 + r_{WACC})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{D_i \cdot t}{(1 + r_{WACC})^i} + \sum_{i=1}^T \frac{CAPEX_i}{(1 + r_{WACC})^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{V_i \cdot (1 - t)}{(1 + r_{WACC})^i}}$$

Na qual:

P0 = Tarifa média máxima que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da Comgás no ciclo tarifário.

BRRL₀ = Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações.

BRRL_T = Base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário atualizada por mecanismo de *rolling forward*.

OPEX_i = Custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano i.

ODESP_i = Outras despesas, gastos e impostos no ano i.



D_i	= Depreciação no ano i .
$CAPEX_i$	= Investimentos imobilizados no ano i .
T	= Número de anos do ciclo tarifário ¹ .
t	= Taxa de Impostos.
r_{wacc}	= Custo de capital real pós impostos.
V_i	= Volume (m^3) de gás canalizado distribuído no ano i .

Nas seções seguintes expõem-se os critérios metodológicos que serão seguidos para a estimativa de cada variável utilizada no cálculo do Nível Tarifário (P0) e na determinação da Estrutura Tarifária para o Quinto Ciclo.

A Concessionária continuará provendo com exclusividade o mercado residencial, comercial e aqueles usuários não residenciais e não comerciais, enquadrados como usuários livres potenciais, que decidirem permanecer como clientes da concessionária (Mercado Regulado).

A Concessionária também mantém a exclusividade da prestação do serviço pelo uso da rede de distribuição, tanto a usuários do Mercado Regulado como a usuários que compram o gás e o transporte em *city gate* de outros fornecedores (Mercado Livre).

A metodologia prevê a recuperação da receita de venda do serviço de distribuição pelos usuários atendidos pela concessionária (Mercado Regulado e Mercado Livre). Em relação aos custos de comercialização, estes serão incorporados somente nas tarifas dos usuários que continuarem sendo atendidos pela Concessionária no Mercado Regulado. Assim, o valor de P0 e a estrutura tarifária contêm tanto os custos de distribuição como os custos de comercialização.

Os componentes de custo de distribuição e de comercialização contemplados nas tarifas dos serviços prestados no Mercado Regulado são encargos máximos, podendo ser concedidos descontos por parte da concessionária, desde que não impliquem em pedidos de compensação futura.

4. MERCADO

A avaliação do mercado considerará a evolução histórica da demanda e as características do mercado existente, além da análise crítica do Plano de Negócios.

Para tanto, considerará:

- O desempenho da economia e o reflexo no consumo do gás;
- O crescimento vegetativo previsível no médio prazo;
- A captação de novos clientes baseada na racionalidade econômica da migração ao uso do gás.

Com base nesses itens, será realizada a análise da consistência com os demais componentes do Plano de Negócios proposto pela concessionária.

¹ Cujo valor será definido após a consulta pública específica para este tema.



4.1 Mercado Livre

Com o fim do período de exclusividade na comercialização de gás canalizado aos usuários não residenciais e não comerciais da Comgás, previsto no Contrato de Concessão na Sétima Subcláusula da Cláusula Quinta, se deu pela abertura do Mercado Livre na distribuição, por meio das Deliberações Arsesp nº 230/2011, nº 231/11 nº 296/2012 e nº 297/2012.

Com a abertura da atividade da comercialização, passaram a existir dois mercados distintos:

- i) O Mercado Regulado, que compreende os usuários residenciais e comerciais, os demais usuários de outros segmentos que não se enquadram nas regras do Mercado Livre, além dos usuários potencialmente livres que decidam ser atendidos pela concessionária;
- ii) O Mercado Livre, formado por usuários não residenciais e não comerciais, com consumo mensal mínimo equivalente a 300.000 m³, e que observadas as condições da Deliberação 231/2011, poderão comprar gás dos comercializadores.

Tendo em vista que os Usuários que optarem pelo Mercado Livre pagarão a Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição, sem o encargo de comercialização, a Concessionária deverá considerar essa premissa em seu Plano de Negócios.

5. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (OPEX)

O objetivo regulatório é determinar os Custos e Despesas Operacionais (OPEX) associadas aos processos e atividades a cargo da concessionária para a prestação eficiente do serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado.

A análise regulatória do OPEX para o Quinto Ciclo Tarifário irá levar em consideração a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu Plano de Negócios, após a avaliação qualitativa e quantitativa de consistência a ser realizada pela Arsesp, descrita adiante.

Os valores históricos e projetados apresentados no Plano de Negócios deverão observar uma abertura mínima a ser indicada pela Arsesp. Esta abertura deverá considerar a natureza das despesas e os grupos Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros. É fundamental que haja uma abertura dos custos e despesas entre distribuição e comercialização para efeito de cálculo da TUSD.

Os custos e despesas associados às operações compartilhadas entre partes relacionadas do mesmo grupo econômico, o Plano de Negócios deverá fornecer o racional utilizado para as alocações propostas.

A avaliação qualitativa consiste na identificação das contas de custos e despesas e sua aderência ao serviço regulado.

Por sua vez, a avaliação quantitativa inclui a construção de indicadores de custo unitário (OPEX por direcionador dos gastos, como número de consumidores, extensão de rede ou volume de gás vendido), podendo ser decompostos entre preços médios (OPEX com pessoal em relação ao número de empregados, por exemplo) e coeficientes técnicos (número de empregados por direcionador dos gastos, como número de consumidores, extensão de rede ou volume de gás vendido, por exemplo). Os indicadores calculados com base nas projeções do Plano de Negócios da Concessionária serão comparados aos indicadores calculados para o período histórico, de modo a se verificar a sua estabilidade e consistência. Também serão



considerados os potenciais ganhos de eficiência, em conformidade com a metodologia do Fator X, apresentada mais adiante, e direcionamentos de políticas setoriais.

Não havendo justificativas para os valores projetados de OPEX no Plano de Negócios, esses poderão ser ajustados para refletir uma trajetória regulatória consistente com o histórico e com as expectativas de evolução do mercado.

Eventuais glosas, a depender de sua natureza, poderão ser consideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X.

6. OUTROS CUSTOS

O custo associado às perdas na distribuição de gás, assim como a Taxa de Fiscalização e o P&D, fazem parte do componente Outras Despesas, Gastos e Impostos, apresentado na Equação 1.

6.1 Perdas Regulatórias

A Arsesp irá estabelecer valores para o custo com perdas para cada ano do próximo ciclo tarifário a partir de três variáveis: (a) volume de gás vendido; (b) percentual regulatório de perdas; e (c) preço do gás e margem de transporte.

O percentual regulatório de perdas será avaliado a partir de dois componentes: a) perdas associadas a distribuição do gás pelas redes de distribuição envolvidas, denominadas “perdas técnicas”, que é influenciada pela frequência e qualidade dos serviços de inspeção e manutenção do sistema de distribuição; vazamentos decorrentes de incidentes provocados por terceiros e, eventualmente, pela própria Concessionária, e, pelo grau de acuracidade dos equipamentos de medição autorizadas pelas normas brasileiras; e b) as chamadas “perdas comerciais” como, por exemplo, fraude (adulteração do medidor), ligações clandestinas, desvios direto da rede de distribuição e erros de faturamento, incertezas da medição e aplicação incorreta de fatores de correção considerados no faturamento, entre outros. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da Concessionária distribuidora.

Para avaliação da trajetória regulatória de perdas para o próximo ciclo, a Agência irá avaliar os valores históricos e eficiência da gestão de perdas da Concessionária nos ciclos anteriores.

6.2 Taxa de Fiscalização

A Taxa de Fiscalização será calculada anualmente, durante o Ciclo Tarifário, conforme as regras estabelecidas pela Arsesp, que disciplina o recolhimento do valor da Taxa de Regulação, Controle e Fiscalização – TRCF, fixada em 0,50% (cinquenta centésimos por cento) sobre o faturamento líquido.

A apuração do valor da TRCF utiliza como base o faturamento anual diretamente obtido com a prestação do serviço, incluindo nesse caso, as Outras Atividades (OA), detalhadas na seção 8, uma vez que sua operacionalização é fiscalizada pela Arsesp. Serão subtraídos os valores dos tributos incidentes sobre o mesmo. O valor do faturamento anual corresponde à receita operacional bruta tal como apurada nas demonstrações contábeis, deduzidos, nos termos da legislação pertinente, os seguintes tributos: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços – ICMS, Contribuição para o PIS/PASEP e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS.



6.3 Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológicos

Com relação ao item de Pesquisa e Desenvolvimento, segundo o Manual de Elaboração e Avaliação do Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural no Estado de São Paulo², o Montante Mínimo de recursos financeiros a ser aplicado equivale a 0,25% (zero vírgula vinte e cinco por cento) da respectiva Margem de Distribuição Total obtida no exercício correspondente ao ano inicial do ciclo de referência de cada Programa Anual.

7. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA (BRR)

A Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) é a base de ativos, líquida de depreciação, à disposição da Concessionária para prestação do serviço de distribuição de gás canalizado.

7.1 Movimentação da Base de Remuneração Regulatória

Para a determinação da BRRL inicial do Quinto Ciclo Tarifário (BRRL₀), será utilizado como referência o laudo de avaliação de ativos da Comgás, elaborado de acordo com a metodologia da Deliberação Arsesp nº 838/2018, além dos demais ajustes para atendimento do Contrato de Concessão.

A BRRL inicial deve ser ajustada para o período entre a data do laudo e a data do processo da 4ª RTO. Para tanto, será utilizada a metodologia de inventário permanente (*rolling forward*), segundo a qual serão ajustados os investimentos imobilizados líquidos de baixas e a depreciação do período, conforme Equação 2:

$$BRRL_0 = BRRL_{Ref} \pm \sum DAE_t \pm \sum (I_t - DI_t)$$

Na qual:

BRRL₀ = Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações.

BRRL_{Ref} = Base de remuneração regulatória líquida na data do laudo de fiscalização de ativos, incluindo os ajustes necessários para atendimento do Contrato de Concessão.

DAE_t = Depreciação e baixas dos ativos existentes na BRRL_{Ref} até a data de início do Quinto Ciclo.

I_t = Investimentos imobilizados entre a data base da BRRL_{Ref} até a data de início do Quinto Ciclo, líquidos de baixas.

DI_t = Depreciação e baixas dos ativos incorporados (I_t).

Todos os montantes serão atualizados pelo IGP-M até o início desse ciclo.

A mesma metodologia deve ser aplicada para a atualização anual durante o ciclo tarifário, para efeito do cálculo da BRRL_T. Para tanto, é necessário estabelecer uma trajetória de investimentos para o ciclo.

² Sua versão para o ciclo 2018/2019 foi aprovada pela Deliberação Arsesp nº 822/2018.



7.2 Base de Remuneração Regulatória para o cálculo das tarifas de Distribuição e separação de Custos de Comercialização

Por conta da abertura do Mercado Livre na área de concessão da Comgás, ocorrida em maio de 2011, será determinada uma Margem de Distribuição que remunere os custos de prestação dos serviços associados aos ativos de distribuição (atividade regulada não aberta à concorrência).

Na atividade de distribuição, estão concentradas subatividades relacionadas com a movimentação do gás pela rede da Concessionária (dutos, válvulas, conjuntos de regulação e medição, entre as principais) e subatividades relacionadas à comercialização que permanecerão sob responsabilidade da concessionária para o atendimento do Mercado Regulado.

O procedimento para determinar o valor dos ativos de distribuição é o seguinte:

1. Identificar e avaliar dentro dos ativos totais da concessionária aqueles ativos comerciais vinculados a subatividades de comercialização de gás aos usuários livres.
2. Deduzir da quantia total dos ativos da Concessionária, o valor calculado no item 1.

O cálculo da base tarifária de ativos de distribuição será então igual à expressão da Equação 3, abaixo:

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

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.

7.3 Investimentos (CAPEX)

O processo de revisão tarifária também contempla a análise e aprovação do conjunto de investimentos que integrarão o Plano de Negócios da Concessionária.

Nesse sentido, a Concessionária deverá apresentar o Plano de Negócios para o Quinto Ciclo Tarifário, incluindo os investimentos projetados para o ciclo em referência e os valores imobilizados no período 2009/2018, no mesmo formato e nível de detalhamento.

A Arsesp realizará a análise de prudência dos investimentos previstos conforme o mercado atendido e a razoabilidade dos preços estimados e aprovará todos aqueles investimentos que cumpram critérios de utilidade, uso, prudência e razoabilidade dos custos.

Caso não sejam observados os princípios básicos, acima, os valores não serão considerados pela Arsesp no cálculo da MM.



7.4 Custo de Capital e Estrutura de Capital

A metodologia e o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) a ser adotado no cálculo do P0 para o Quinto Ciclo Tarifário serão apresentados em Nota Técnica específica, conforme itens 1, 3 e 7 do cronograma de eventos (ver seção 2.3).

7.5 Capital de Giro

O Capital de Giro decorre da eventual defasagem entre as despesas e as receitas operacionais da Concessionária.

Para o custo de Capital de Giro ser reconhecido no Quinto Ciclo Tarifário, a Concessionária deverá apresentar, junto com o Plano de Negócios, um estudo específico com as justificativas para o seu reconhecimento, critérios utilizados no cálculo e o montante correspondente.

O estudo será analisado pela Arsesp, que definirá o valor, considerando os seguintes itens:

- Receitas Operacionais: Contas a receber de curto prazo (vendas); e
- Despesas Operacionais: Contas a Pagar de Curto Prazo (pela compra do gás, salários e materiais e contratos com terceiros incluídos nos OPEX).

8. OUTRAS RECEITAS

8.1 Tratamento Regulatório dos Serviços Correlatos e Acessórios

As Concessionárias de serviços públicos têm uma atividade principal que é o objeto da concessão, que, no presente caso, consiste na distribuição de gás canalizado.

Os Serviços Correlatos são prestados exclusivamente pela Concessionária, de forma conjunta com a atividade principal da Concessão e estão diretamente vinculadas a essa atividade. Contudo, pelas suas características, não devem ser consideradas no cálculo das tarifas.

Esses serviços são geralmente demandados pelo usuário, portanto, é possível atribuir a responsabilidade a quem origina o custo correspondente. Exemplos destes serviços são a verificação de consumo de medidor, o pedido de religação do gás, troca de válvula de segurança, etc.

Como são serviços prestados pela concessionária com exclusividade, seus valores devem ser aprovados prévia e oportunamente pela Arsesp e ajustados anualmente pelo IGP-M durante o Quinto Ciclo Tarifário.

Além dos serviços correlatos, há outras atividades acessórias que podem ser consideradas como uma extensão do serviço de distribuição de gás canalizado, mas que são prestadas em concorrência com outros fornecedores. Exemplos desses serviços acessórios são regulação e conversão de equipamentos a gás, substituição de mangueiras e conexões, instalação de aquecedores a gás, entre outros.

Na medida em que existe concorrência na prestação de serviços acessórios, a Agência não pode assegurar que o preço praticado pela concessionária seja o mínimo que o usuário pode obter. Portanto, no orçamento dos serviços acessórios a concessionária deve informar aos usuários que o serviço ofertado pode ser prestado por outros fornecedores e, inclusive, disponibilizar uma lista deles para livre escolha dos usuários.



Ademais, receitas auferidas pelas distribuidoras, oriundas da prestação dos serviços correlatos e acessórios, deverão contribuir para modicidade das tarifas, conforme metodologia estabelecida para atividades extra concessão, conforme abaixo.

8.2 Tratamento regulatório das Receitas por Atividades Extra Concessão

O cálculo do montante que deve ser descontado das receitas das atividades extra concessão para fins de modicidade tarifária será realizado conforme a metodologia indicada a seguir.

- Determinar as receitas brutas de Outras Atividades (OA) para cada ano do Quinto Ciclo Tarifário, excluindo os impostos de faturamento.
- Aplicar uma alíquota sobre a receita bruta pelo exercício de OA e pela prestação de serviços correlatos e acessórios, para contribuição da modicidade tarifária.
- A definição da alíquota levará em conta o uso da estrutura da concessionária para consecução da atividade, vis-à-vis a receita obtida.

9. AJUSTES TARIFÁRIOS ENTRE CICLOS DE REVISÃO

De acordo com o Contrato de Concessão, a Margem Máxima, cujo valor é representado no Ano 1 do Ciclo Tarifário pelo P0 calculado no FCD conforme metodologia indicada anteriormente, é atualizada conforme a variação do IGP-M, o Termo de Ajuste K e o Fator X.

A fórmula de atualização da Margem Máxima prevista no Contrato de Concessão é:

$$MMt = Pt + Kt$$
$$Pt = Pt-1 * [1 + (VP - X)]$$

Na qual:

VP = variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da “Data de Referência Anterior”;

X = fator de eficiência (percentual);

Pt = valor da Margem Máxima (MM) no ano t;

P0 = valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela Arsesp e definido por ocasião de cada revisão tarifária. No primeiro ano de cada Ciclo Tarifário, o valor de P1 é igual ao de P0; e

Kt = termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m³.

As margens das tarifas do Mercado Regulado serão desagregadas em encargos por distribuição média e por comercialização média.



10. FATOR X

O Contrato de Concessão determina que a Arsesp estabeleça um fator de eficiência (Fator X) para a Concessionária, que se manterá fixo para os anos subsequentes do Ciclo Tarifário, e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do Ciclo Tarifário.

10.1 Proposta para determinar o Fator X para o Quinto Ciclo Tarifário

Quando uma empresa de serviços públicos por redes é regulada pelo mecanismo de preço-teto (*price cap*), entende-se adequado o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores. O Fator X é o mecanismo utilizado para compartilhar estes ganhos de produtividade esperados para os anos posteriores à revisão tarifária.

O princípio básico dessa metodologia é que o Fator X deve refletir os ganhos de produtividade, que decorrem da relação entre o crescimento da escala e a evolução dos custos totais, ou seja, custos operacionais e custos de capital.

A redução regulatória da MM está associada a uma redução na receita anual da Concessionária em cada um dos anos (a partir do 2º) do Quinto Ciclo Tarifário, de modo que a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, definida a partir da fixação do valor do parâmetro P0 ao início do ciclo, seja mantida durante todo esse ciclo.

A metodologia proposta para calcular o Fator X consiste na determinação dos ganhos potenciais de produtividade derivados da Produtividade Total dos Fatores de Produção (PTF). A PTF é calculada com base na evolução histórica dos custos totais (TOTEX);

10.1.1 Produtividade Total dos Fatores (PTF)

A estimação da PTF tem por objetivo refletir os ganhos de produtividade das empresas, para, assim, compartilhar parte desses ganhos com os consumidores. Em primeiro lugar, pode-se dizer que há “ganhos de produtividade” quando os produtos de uma empresa variam em uma proporção maior do que variam os insumos.

No caso de empresas multi-produtos e multi-insumos para determinar os ganhos de produtividade é necessário a utilização de índices que permitam agregar os produtos e insumos. Há duas metodologias geralmente utilizadas para a agregação dos insumos e produtos: os índices de Tornqvist e de Malmquist. A diferença básica entre ambos os métodos é que possuem diferentes formas de agregação dos produtos. No caso do Índice de Tornqvist, os pesos são definidos de maneira *ad-hoc* usando, em geral, a participação de cada produto no insumo agregado. No caso do Índice de Malmquist, os “pesos” são definidos de forma endógena pelo modelo.

Propõe-se continuar usando o índice de Tornqvist, devido à sua simplicidade e a que pode ser estimado com amostras pequenas ou ainda para uma única empresa – caso da Comgás, em que não é simples obter uma base de empresas comparáveis para construção de modelos de *benchmarking*.

A especificação matemática para o índice de Tornqvist é apresentada na Equação 4, abaixo:



$$\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} = \frac{\prod_{i=1}^n \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right)^{\frac{S_{it}+S_{it-1}}{2}}}{\prod_{j=1}^m \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)^{\frac{E_{jt}+E_{jt-1}}{2}}}$$

Na qual:

Y_{it} = quantidade do produto i no período t ;

X_{jt} = quantidade do insumo j no período t ;

S_{it} e E_{jt} são as participações do produto i no valor agregado dos produtos e a participação do insumo j nos insumos totais;

n = quantidade de produtos;

m = quantidade de insumos.

O índice mede a variação do produto agregado e do insumo agregado entre dois períodos de tempo t e $t-1$.

Levando a especificação anterior a logaritmos, temos a Equação 5:

$$\ln \left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (E_{jt} + E_{jt-1}) \ln \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)$$

Para o caso da indústria de distribuição de gás canalizado há três produtos clássicos: extensão da rede de distribuição, quantidade de consumidores e m^3 de gás fornecido. A Arsesp calculará os pesos para cada um destes produtos diante da informação a ser apresentada pela Concessionária.

Os insumos considerados serão os OPEX e as despesas de capital regulatórias (CAPEX). A participação dos OPEX será obtida como a média da participação dos OPEX nos custos totais (TOTEX) no período relativo ao Quarto Ciclo Tarifário. A participação dos insumos será mantida constante no período de cálculo do Índice de Tornqvist, considerando a média desse período.

Logo será calculado o índice de Tornqvist através da aplicação da Equação 6:

$$I_T = \left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = e^{\ln(\text{Ind Produtos}) - \ln(\text{Ind Insumos})}$$

10.2 PTF ajustada pela escala

Será realizado um ajuste do Fator X, que consiste em descontar da PTF calculada pelo índice de Tornqvist, os ganhos de escala que já estão incluídos no cálculo do P0, por conta da avaliação da trajetória de OPEX, principalmente. A Equação 7, abaixo, é utilizada para o cálculo da PTF ajustada pela escala:

$$\overline{PTF} = PTF + \left(1 - \frac{1}{\varepsilon} \right) \times \partial y$$



Na qual:

PTF = Índice de Tornqvist da Etapa 1;

ε = elasticidade de escala a ser determinada pela Arsesp, após uma análise crítica da informação histórica da Concessionária, considerando sua razoabilidade. O valor a ser considerado no cálculo do Fator X guardará correlação com aquele aplicado para determinar as despesas operacionais eficientes constantes do Plano de Negócios;

∂y = variação percentual dos produtos ou escala da concessionária no período considerado.

Com as formulações acima, o Fator X pode ser calculado a partir da Equação 8:

$$X \equiv \Delta \overline{PTF} = PTF - \overline{PTF}$$

11. ESTRUTURA TARIFÁRIA

11.1 Critérios para a proposta de Estrutura Tarifária

A Concessionária poderá propor modificações na estrutura tarifária de acordo com sua experiência e conhecimento da demanda, cumprindo com as pautas estabelecidas em cada revisão tarifária. Os princípios gerais que servirão de guia para a determinação da estrutura tarifária são os previstos no regulamento vigente e no Contrato de Concessão, tais como:

- Neutralidade: por meio dos encargos da estrutura tarifária se recuperam as receitas associadas ao cálculo da Margem Máxima;
- Não discriminação: não existência de tratamento diferente a usuários similares;
- Estabilidade: prioriza-se a previsibilidade dos preços a usuários finais;
- Simplicidade: simplificar a estrutura tarifária de modo a facilitar a sua compreensão pelos usuários de gás canalizado.
- Competitividade do serviço de gás natural canalizado: preservar a competitividade do gás natural canalizado frente às alternativas energéticas, para todos os segmentos de usuários e todas as classes de consumo. Isto deve ser obtido evitando, na medida do possível, a aplicação de subsídios cruzados entre diferentes segmentos tarifários.

No Quinto Ciclo, a estrutura tarifária proposta pela Concessionária deve considerar as pautas a seguir:

- i. A estrutura tarifária proposta deve considerar a separação da remuneração das atividades de distribuição e comercialização e a determinação das tarifas pelo uso do sistema de distribuição (TUSD).

A metodologia de cálculo deverá prover uma correta alocação de custos entre distribuição e comercialização, assim como obter custos desagregados para as subatividades de comercialização e uma tarifa por uso do sistema de distribuição para cada segmento de usuário e classe de consumo.

- ii. A Concessionária deverá realizar uma análise da eventual inclusão de um encargo por capacidade para os grandes usuários, fundamentando a proposta escolhida. Na hipótese de inclusão de um encargo por capacidade para os grandes usuários para os grandes usuários com consumos superiores



a 500.000 m³/mês e com fatores de carga elevados. A proposta deverá considerar um período de transição, de modo que não ocorram prejuízos aos usuários desse segmento.

11.2 Descontos

A possibilidade de praticar descontos está prevista no Contrato de Concessão, que estabelece, entre outras condições, o tratamento não discriminatório a usuários em situações similares.

A Concessionária poderá conceder descontos sobre a margem de distribuição para os serviços do tipo integrado que oferece a seus usuários. Na hipótese de serem concedidos tais descontos, os mesmos níveis praticados no Mercado Regulado devem ser aplicados para o Mercado Livre.

Portanto, i) os descontos na MM praticados aos Usuários Regulados em condições similares devem ser iguais, e ii) a TUSD dos Usuários Livres deverá considerar um desconto igual ao desconto praticado na MM dos Usuários Regulados em situações similares (segmento e classe de consumo). Conforme indica o Contrato de Concessão, esse desconto terá como limite a manutenção da viabilidade econômico-financeira do fornecimento contratado, devendo ser informado à Arsesp.

A Arsesp verificará a observância do princípio da não discriminação.

11.3 Determinação das TUSD e Encargos Tarifários

Nessa etapa serão definidos os encargos que compõem as TUSD, que poderão ser fixos e/ou volumétricos, e os encargos de comercialização.

Considerando a demanda para cada segmento de usuário, as receitas obtidas com a TUSD e com os encargos de comercialização deverão ser iguais às receitas requeridas, conforme determinado a partir da alocação de custos para as atividades de distribuição e comercialização, respectivamente.

$$RRD_j = \sum_{i=1}^T d^i \cdot t_{Dj} \cdot q_{j,i}$$

$$RRC_j = \sum_{i=1}^T d^i \cdot t_{Cj} \cdot q_{j,i}$$

Na qual:

RRD_j = Receita requerida da atividade de Distribuição para o segmento de usuário e classe de consumo j;

RRC_j = Receita requerida para a atividade de Comercialização para o segmento de usuário e classe de consumo j;

d = fator de desconto ($0 < d \leq 1$), conforme subseção 11.2;

t_{Dj} = TUSD correspondente à Distribuição para o segmento de usuário e classe de consumo j;

t_{Cj} = encargo correspondente à Comercialização para o segmento de usuário e classe de consumo j;



$q_{j,i}$ = quantidades demandadas pelo segmento j no ano i (corresponde tanto ao número de usuários, multiplicados pelos encargos fixos, como volume de consumo por classe, multiplicado pelos encargos variáveis).

Os usuários que optarem por serem atendidos pela Distribuidora no Mercado Regulado deverão arcar com o resultado da soma da TUSD e do encargo de Comercialização, determinado de acordo com a metodologia precedente, o qual pode se expressar na equação seguinte:

$$t_j = t_{Dj} + t_{Cj} \quad \text{para cada segmento (j)}$$

O encargo de comercialização para cada serviço poderá ser expresso como uma porcentagem da TUSD. A porcentagem será igual à relação entre as receitas requeridas de comercialização (RRCj) e as de distribuição (RRDj).

A metodologia indicada nesta seção será objeto de discussão específica, conforme a Agenda Regulatória do Biênio 2019/2020, que prevê a elaboração de estudos sobre o assunto.

11.4 Cálculo da TUSD-E específica para Autoimportador ou Autoprodutor com rede dedicada

Quando um autoimportador 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 refletir as características específicas da rede dedicada, e também se o financiamento da construção foi realizado pela Concessionária ou pelo Usuário (autoimportador ou autoprodutor).

A TUSD-E deverá ser determinada conforme metodologia vigente da Arsesp, adotada durante o Terceiro Ciclo Tarifário, e aplicada nos cálculos das TUSD-E existentes. Esta metodologia de cálculo será objeto de discussão no biênio 2019/2020, conforme Agenda Regulatória aprovada.

11.5 Tarifas para grandes usuários com alto fator de carga/encargo por capacidade

A estrutura tarifária para o segmento industrial contém tarifas binômias com um encargo fixo por cliente e um encargo variável por consumo, para cada classe. No Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) foi considerada a possibilidade de modificação da estrutura tarifária para os usuários industriais com consumos superiores a 500.000 m³ mensais, de modo que as tarifas contivessem três componentes (tarifas trinômias): um encargo fixo por cliente, um encargo variável por consumo e um encargo por capacidade.

Neste Quinto Ciclo Tarifário, a Concessionária deverá avaliar a alternativa de introduzir o encargo por capacidade em substituição às tarifas diferenciadas estabelecidas no Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) para os grandes usuários, com consumos superiores a 500.000 m³/mês e com fatores de carga elevados. A base de cálculo será fornecida pela empresa e as propostas deverão ser fundamentadas.

A introdução do Encargo por Capacidade visa permitir uma maior estabilidade na receita da concessionária, a qual é consistente com as características dos custos da atividade de distribuição.



11.6 Avaliação do Impacto da Estrutura Tarifária proposta e Requerimentos de Informação

A Concessionária deve apresentar um Estudo de Impacto, demonstrando a razoabilidade da estrutura tarifária proposta e provendo a Arsesp de toda a informação necessária para sua correta avaliação.

12. TRATAMENTO DO TERMO DE AJUSTE K

As eventuais variações no volume total previsto em cada ano do ciclo tarifário são consideradas riscos da concessão e não são objeto de ajustes no decorrer do ciclo tarifário. Segundo o Contrato de Concessão, a partir da MM é estabelecida uma estrutura tarifária típica para o Ciclo Tarifário, calculada em função dos custos médios e volumes previstos característicos de cada segmento.

O Termo K é o mecanismo que corrige eventuais distorções causadas pela aplicação da estrutura tarifária sobre a MM definida. Trata-se do ajuste referente à compatibilização das diferentes tarifas por segmento e classe de consumo, definidas na estrutura tarifária, e seus volumes efetivamente distribuídos, de forma a garantir que a tarifa média real obtida seja, no máximo, equivalente à MM.

O processo de definição do Termo de Ajuste K está contido nas subcláusulas da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão. De acordo com a Quarta Subcláusula desta Cláusula, o Termo de Ajuste K compensa a diferença entre a Margem Máxima (MM) e a Margem Obtida (MO):

“A Margem Máxima (MMt) para o ano t do ciclo será expressa em reais por m³ e será calculada conforme segue:

MMt = P t + Kt, sendo:

*P t = P t - 1 * [1 + (VP - X)]*

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: fator de eficiência (percentual);

Pt: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P0), expresso em reais por m³, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t;

P0: valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P1 é igual ao de P0; e

Kt : Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m³.”

Na Décima Sexta e Décima Sétima Subcláusulas, da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, o Termo de Ajuste K é definido como sendo “utilizado para corrigir os desvios anuais existentes entre a Margem Máxima (MM) e a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA e será aplicado anualmente somente quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA exceder a Margem Máxima (MM) autorizada pela



CSPE” e ainda que o “Termo de Ajuste K reduzirá a Margem Máxima (MM) do ano t, em um montante equivalente ao valor atualizado da receita adicional obtida, quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA em t-1 for maior que a Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE para esse ano.”

A partir do Terceiro Ciclo, o Termo de Ajuste K será sempre igual a zero quando a Margem Obtida (MO) pela concessionária for menor ou igual à Margem Máxima estabelecida pela Arsesp.

A Décima Oitava Subcláusula apresenta a expressão para o cálculo do Termo de Ajuste K:

“O Termo de Ajuste (Kt) para o período t será expresso em reais por m³ e será calculado da seguinte forma:

$$Kt = [(MM_{t-1} - MO_{t-1}) (1 + r_{t-1}) V_{t-1}] / V_t$$

Onde:

MM_{t-1}: Margem Máxima (MM), no ano t – 1, expressa em reais por m³;

MO_{t-1}: Margem Obtida, no ano t – 1, expressa em reais por m³;

r_{t-1}: taxa de juros média anual, no ano t – 1;

V_t: volume anual previsto para o ano t, expresso em m³; e

V_{t-1}: volume anual distribuído, no ano t – 1, expresso em m³.”

Reitera-se que o Contrato de Concessão faculta à concessionária a cobrança de tarifas inferiores às tarifas máximas determinadas pela Arsesp, desde que não implique em compensação posterior e/ou pleito de recuperação de equilíbrio econômico-financeiro e respeite o princípio de tratamento não discriminatório a usuários em situações similares.

Para fins das disposições antes colocadas, a Vigésima Terceira e a Vigésima Quarta Subcláusulas, da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, definem a Margem Obtida (MO) nos seguintes termos:

“A Margem Obtida (MO_t), no ano t, será expressa em reais por m³ e será calculada da seguinte forma:

$$MO_t = (RT_t + RCD_t) / V_t$$

Onde:

RT_t: receita relativa à margem das tarifas tetos no ano t (em reais) aplicadas aos volumes distribuídos a tarifas tetos;

RCD_t: receita calculada através da aplicação da margem das tarifas tetos aos volumes distribuídos a tarifas com descontos (em reais); e

V_t: volume anual distribuído no ano t (em m³), incluindo o volume vendido a tarifas tetos e vendas com desconto.

(...) A receita derivada das tarifas, para cada contrato com desconto, (RCD_{jt}), estimada com a tarifa teto, no ano t, será expressa em reais e será calculada de acordo com a forma abaixo. A receita total das tarifas referentes aos contratos com descontos (RCD_t) é obtida a partir da soma dos valores dos RCD_{jt} obtidos.



$$RCDjt = MTjt \cdot VDjt$$

Onde:

MTjt: margem relativa à tarifa teto imputada ao contrato *j* no ano *t* (em reais/m³); e

VDjt: volume anual distribuído sob o contrato *j*, no ano *t* (em m³).”

Sem alterar as especificações estabelecidas no Contrato de Concessão, foram realizados aperfeiçoamentos com a finalidade de diminuir a variabilidade do Termo de Ajuste K e torna-lo mais previsível. Nesse sentido, e para diminuir a variabilidade originada nas diferenças entre o despacho térmico efetivo e seus prognósticos no momento da revisão tarifária, foram substituídos os volumes efetivamente distribuídos pelos volumes previstos no momento da revisão, para os segmentos térmico e cogeração, no cálculo da receita média obtida MOt de cada ano.

No decorrer do Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) foram também realizados ajustes nos procedimentos de cálculo e atualização de dados: eliminou-se o fracionamento do Ano Regulatório em duas partes, em função da indisponibilidade de dados para os dois últimos meses do Ano Regulatório (como ocorria até 2012). O Ano Regulatório passou a ser considerado como o ciclo de faturamento de 31/05/201X a 30/05/201X+1. Como na ocasião do cálculo os dados de faturamento constantes no SMF³ da Arsesp estão atualizados até 31/03, calcula-se o período de 31/05/201X a 31/03/201X+1 e faz-se a projeção dos Valores de Volume Distribuído e Receita Obtida para os dois meses restantes. As diferenças entre os valores projetados e os efetivamente realizados são consideradas no ano seguinte, efetuando-se o ajuste.

Para o Quinto Ciclo Tarifário será mantida a abordagem estabelecida para o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), com exceção para o segmento de Cogeração, para o qual se propõe considerar os valores efetivamente distribuídos e não os valores previstos no Plano de Negócios.

EQUIPE TÉCNICA

Subcoordenação Técnica:

- Edgar Perlotti – Assessor
- Marco Tsuyama Cardoso – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Mario Roque Bonini – Assessor (cedido)
- Priscila Erosa Sebastião – Assessora

Módulos Executivos:

- Ana Eliza Fávero – Analista de Suporte à Regulação
- Edgar Perlotti – Assessor
- Elaine Cristina Eder – Analista de Suporte à Regulação

³ SMF - o Sistema de Mercado e Faturamento da Arsesp. Este sistema armazena, para cada consumidor e em cada mês, as faturas emitidas, com os respectivos volumes distribuídos e unidades usuárias.



- Eliésio Francisco da Silva – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Fabiano José Lopes Alves – Analista de Suporte à Regulação
- Inaê Lobo - Assessora
- Josué Pereira Melo – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Marcelo de Guimarães Santos – Superintendente de Fiscalização de Gás Canalizado
- Marco Tsuyama Cardoso – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Marcos Koritiake – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Mario Roque Bonini – Assessor (cedido)
- Maurício Vasconcelos Guimarães – Analista de Suporte à Regulação
- Milton Kimura – Assessor
- Regina Rocha – Superintendente de Regulação de Gás Canalizado
- Roberto Ernani Neves – Especialista em Regulação e Fiscalização de Serviços Públicos
- Waldemir Luiz de Quadros – Superintendente de Fiscalização de Custos e Tarifas

São Paulo, 18 de Dezembro de 2018

Camila Elena Muza Cruz
Superintendente de Análise Econômico-Financeira

De acordo:

Paulo Arthur Lencioni Góes
Diretor de Relações Institucionais
Respondendo pela Diretoria de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados