



NOTA TÉCNICA Nº 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)

Novembro de 2016



ÍNDICE

1	OBJETIVO	3
2	O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO – QUESTÕES REGULATÓRIAS E INSTITUCIONAIS.....	3
2.1	ARCABOUÇO INSTITUCIONAL	3
2.2	O REGIME TARIFÁRIO NO CONTRATO DE CONCESSÃO	4
2.3	O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	5
2.3.1	<i>Ações da Arsesp</i>	<i>5</i>
2.3.2	<i>Aspectos Essenciais do Processo de Revisão Tarifária.....</i>	<i>5</i>
2.4	A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO	7
3	DESCRIÇÃO DO ENFOQUE METODOLÓGICO PROPOSTO	8
3.1	REVISÃO TARIFÁRIA E CÁLCULO DO P_0 E DA TARIFA PELO USO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO	8
3.1.1	<i>Mercado.....</i>	<i>8</i>
3.1.2	<i>Despesas Operacionais (OPEX) e segregação de Custos de Comercialização.....</i>	<i>9</i>
3.1.3	<i>Base de Remuneração Regulatória (BRR).....</i>	<i>10</i>
3.1.4	<i>Avaliação dos Investimentos previstos no Plano de Negócios da Concessionária.....</i>	<i>14</i>
3.1.5	<i>Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e Estrutura de Capital.....</i>	<i>15</i>
3.1.6	<i>Capital de Giro.....</i>	<i>15</i>
3.1.7	<i>Perdas.....</i>	<i>15</i>
3.1.8	<i>Fator X</i>	<i>18</i>
3.2	A ESTRUTURA TARIFÁRIA	21
3.2.1	<i>Critérios para a proposta de Estrutura Tarifária</i>	<i>21</i>
3.2.2	<i>Cálculo das Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição e do Encargo de Comercialização a incluir nas Tarifas</i>	<i>22</i>
3.3	TRATAMENTO DO TERMO DE AJUSTE K DURANTE O QUARTO CICLO TARIFÁRIO (2014 A 2019).....	25
3.4	TRATAMENTO REGULATÓRIO DOS SERVIÇOS CORRELATOS E ACESSÓRIOS	28
3.5	TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS POR ATIVIDADES EXTRA CONCESSÃO	28
3.6	TAXA DE FISCALIZAÇÃO.....	29
3.7	PESQUISA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICOS	29



METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS CANALIZADO DO ESTADO DE SÃO PAULO - COMGÁS

1 OBJETIVO

Este documento apresenta a proposta da Metodologia a ser utilizada na Terceira Revisão Tarifária da Companhia de Gás de São Paulo – Comgás, a ser desenvolvida de acordo com a legislação e regulação pertinentes e o Contrato de Concessão. O documento também apresenta a metodologia para determinação da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) necessária para o desenvolvimento da atividade de Comercialização relacionada ao Serviço de Gás Canalizado.

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 à melhor qualidade e maior eficiência e à modicidade das tarifas. Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, na forma da lei, os serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender às necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros.

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - Arsesp, entidade autárquica vinculada à Secretaria de Governo 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 desta Agência, assim como a publicidade das informações quanto à situação do serviço e aos 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 Companhia de Gás de São Paulo - 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.

O regime tarifário estabelecido no Contrato de Concessão é do tipo Margem Máxima com tarifas teto para cada tipo de serviço. Este regime é regulado por meio da metodologia da Margem Máxima (MM), que confere à Concessionária a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, permitindo recuperar os custos razoáveis da prestação do serviço.

O Contrato de Concessão determina que as tarifas sejam revistas a cada cinco anos, com o objetivo de melhor refletir os custos de prestação do serviço. A presente Nota Técnica versa sobre a metodologia da Terceira Revisão Tarifária, que definirá as tarifas da Comgás, correspondentes ao Quarto Ciclo Tarifário, que compreende o período de 31 de maio de 2014 a 30 de maio de 2019.

A Margem Máxima (MM) aprovada para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) tem vigência a partir de 31 de maio de 2014. No entanto, o processo de revisão tarifária sofreu atraso, sendo aplicados ajustes tarifários provisórios até a finalização do processo de revisão (Deliberações ARSESP nº 494/2014 e nº 496/2014 de 28 de maio de 2014; nº 499/2014, de 29 de maio de 2014; nº 512/2014, de 01 de outubro de 2014; nº 534/2014, de 12 de dezembro de 2014; nº 552/2015 e nº 553/2015, de 24 de fevereiro de 2015; nº 572/2015 e nº 573/2015, de 07 de maio de 2015; nº 575/2015, de 14 de maio de 2015; nº 648/2016, de 26 de maio de 2016, nº 652/2016 e nº 653/2016, de 30 de maio de 2016).

Portanto, a margem a ser aplicada em 31 de maio de 2017 deverá levar em conta a Margem Máxima (MM) calculada neste processo para o início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), os ajustes aplicáveis durante o ciclo, conforme o Contrato de Concessão, e também as compensações correspondentes às diferenças com as



margens resultantes da aplicação dos ajustes provisórios nos 3 (três) primeiros anos do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

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 Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) 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 O Processo de Revisão Tarifária

2.3.1 Ações da ArseSP

A presente proposta de metodologia é a segunda versão desenvolvida pela ArseSP para a Terceira Revisão Tarifária da Comgás, referente ao Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) a ser submetida à consulta e audiência pública.

A primeira versão da proposta de metodologia foi publicada e submetida à Consulta Pública nº 003/2014 e à Audiência Pública nº 002/2014 realizada em 04/11/2014 na qual foram recebidas diversas contribuições dos interessados. Portanto, na elaboração da Nota Técnica Final, que irá definir a metodologia a ser aplicada na Terceira Revisão Tarifária da Comgás, serão apreciadas todas as contribuições recebidas no processo relativas tanto à primeira como à segunda versão de proposta metodológica.

Estão previstas as seguintes datas para a presente consulta pública:

	Evento	Data
1	Abertura da Consulta Pública para recebimento de novas contribuições sobre a Metodologia de Revisão Tarifária da Comgás	18/11/2016
2	Encerramento da Consulta Pública e realização da Audiência Pública sobre a Metodologia Detalhada do P0 e do Fator X	05/12/2016

2.3.2 Aspectos Essenciais do Processo de Revisão Tarifária

A seguir são apresentados, de forma resumida, os procedimentos previstos no Contrato de Concessão para fins do processo de revisão tarifária e aspectos específicos a serem considerados nesta revisão.

- I. O Contrato de Concessão estabelece um regime de “tarifas-teto” a serem aplicadas na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Essas tarifas são reguladas por meio da metodologia de cálculo da margem máxima de distribuição, denominada Margem Máxima (MM). Essa metodologia permite à concessionária obter receitas suficientes para cobrir os custos eficientes de operação, de manutenção e os impostos (exceto os impostos sobre a renda), encargos e depreciação, relacionados com a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, bem como uma rentabilidade razoável, levando em consideração as características específicas do serviço regulado. A Margem Máxima (MM) representa a receita unitária máxima que a Concessionária é autorizada a arrecadar, pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, e é expressa em reais por metro cúbico (R\$/m³) de gás efetivamente vendido.
- II. 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 Margem Máxima (MM) no primeiro ano do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019); e b) o valor do fator de eficiência (Fator X), a ser considerado no reajuste anual, para atualização do parâmetro P_0 e determinação do valor da Margem Máxima (MM) de cada ano do ciclo tarifário.

- III. Na presente revisão, além da determinação do valor da Margem Máxima (MM) no início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), a Arsesp deve incluir a metodologia para o cálculo do valor da Margem Máxima em maio de 2017. A Arsesp deve aprovar o valor de P_0 do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à Concessionária no ciclo, considerando os seguintes fatores: a) o estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; e b) a oportunidade para a Concessionária obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.

Em virtude do adiamento ocorrido até a conclusão da revisão tarifária e aprovação das tarifas definitivas, a Arsesp considera adequado reconhecer os custos operacionais, investimentos e demanda (mercado) reais dos primeiros anos já transcorridos do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), na medida em que se verifiquem os critérios de eficiência, utilidade, prudência e razoabilidade. Em particular, para os custos operacionais será verificado o cumprimento dos critérios de eficiência similares aos considerados como Despesas Operacionais (OPEX) do Plano de Negócios aprovado para o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014).

- IV. Para fixar o valor P_0 a Concessionária deverá fornecer à Arsesp um Plano de Negócios (PN) que contenha, dentre 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. Os dados dos anos iniciais do Plano de Negócios (PN) devem coincidir com os dados históricos desse período.
- V. Conforme o Contrato de Concessão, 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". Nesta ocasião, no entanto, o valor da Margem Máxima aprovada nos primeiros três anos (2014-2016) foi definido através de ajustes provisórios realizados pela Arsesp. As margens aplicáveis nos anos restantes do ciclo serão definidas de tal forma a obter o mesmo valor presente das receitas (a 30 de abril de 2014) que o obtido com a aplicação do valor de P_0 calculado com a revisão e seus ajustes anuais por eficiência (Fator X). Para os três primeiros anos, se considerará o mínimo entre o Fator X já aplicado e o Fator X calculado para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019). O cálculo assim realizado assegura que a receita obtida aplicando as margens máximas provisórias dos primeiros três anos seja compensada com a receita a ser obtida nos últimos dois anos. Portanto, para o período de maio de 2014 a maio de 2017 o ajuste correspondente ao Termo



K está sendo considerado no próprio ajuste entre a MM e a MM obtida, atendendo o estabelecido no Contrato de Concessão. A partir de maio de 2017, o Termo K será apurado para corrigir diferenças entre a margem obtida e a margem máxima aprovada.

- VI. A ArseSP calculará um fator de eficiência (Fator X) para a Concessionária correspondente aos cinco anos do Quarto Ciclo Tarifário (2014-2019) que levará em consideração a tendência prevista do incremento da eficiência operacional ao longo do ciclo.

O P_4 , determinado para aplicação a partir de 31 de maio de 2017, considerará a aplicação do Fator X até esta data. O valor de MM_4 , a ser aplicado em 31 de maio de 2017, será o P_4 atualizado pelo IGPM até 30 de abril de 2017 e considerado o Termo de Ajuste K no ano 4 (maio de 2017).

A Margem Máxima aplicável a partir de 31 de maio de 2018 deverá ser calculada com a fórmula do contrato:

$$P_5 = P_4 * [1 + (VP - X)]$$

P_4 = Margem Máxima (MM_4) aplicável em 31 de maio de 2017, a valores de 30 de abril de 2014 (inclui aplicação do Fator X)

P_5 = Margem Máxima aplicável em 31 de maio de 2018, a valores de 30 de abril de 2014 (inclui aplicação do Fator X)

- VII. 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.
- VIII. Uma vez aprovada Margem Máxima (MM) aplicável desde 31 de maio de 2017, a concessionária deverá submeter a correspondente tabela de tarifas-teto para aprovação da ArseSP, que a analisará observando as seguintes condições: a) compatibilidade com a Margem Máxima (MM) aprovada; 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.

2.4 A atividade de Comercialização

Na Cláusula Quinta do Contrato de Concessão¹ foi previsto o fim do período de exclusividade na comercialização de gás canalizado aos usuários não residenciais e não comerciais pela Concessionária. Para o caso da Comgás, o período abrangeu doze anos, contados a partir do início da concessão (31/05/1999). Finalizado esse período, os Usuários Livres, que atendam as condições previstas nas Deliberações ARSESP nº 230/2011; nº 231/2011; nº 296/2012 e nº 297/2012, podem adquirir os serviços de comercialização de outros fornecedores a sua livre escolha.

¹ Subcláusulas Sexta a Nona do Contrato de Concessão.



3 DESCRIÇÃO DO ENFOQUE METODOLÓGICO PROPOSTO

3.1 Revisão Tarifária e Cálculo do P_0 e da Tarifa pelo Uso do Serviço de Distribuição

Em todos os ciclos anteriores a Arsesp tem utilizado o método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para o cálculo do P_0 para a concessionária. Para o cálculo tarifário correspondente ao Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) o mesmo método será mantido.

A Concessionária continuará provendo com exclusividade o mercado residencial, comercial e aqueles usuários não residenciais e não comerciais que são 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 estarão incorporados somente nas tarifas dos usuários que continuarem sendo atendidos pela Concessionária no Mercado Regulado.

Assim, o valor de P_0 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.

Nas seções seguintes expõem-se os critérios metodológicos que serão seguidos para a estimativa das variáveis necessárias para os cálculos do Nível Tarifário (P_0) e da Estrutura Tarifária para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

3.1.1 Mercado

Para o período 31 de maio 2014 a 30 de novembro de 2016, a evolução considerada para o mercado será a histórica.

A avaliação do mercado após novembro de 2016 considerará:

- A evolução histórica do mercado;
- As características do mercado existente;
- A análise crítica do Plano de Negócios (PN) apresentado pela concessionária;
- Uma avaliação independente do mercado factível.

A avaliação independente considerará:

- O desempenho da economia e o reflexo no consumo do gás;
- A competitividade do gás frente a outros combustíveis;



- O crescimento vegetativo previsível no médio prazo;
- A possibilidade de captação de novos clientes baseada na racionalidade econômica da migração ao uso do gás.

Com base nesses itens, realizar-se-á uma análise dos *drivers* e obstáculos para cada segmento e se verificará a consistência das conclusões com o Plano de Negócios (PN) proposto pela concessionária.

3.1.2 Despesas Operacionais (OPEX) e segregação de Custos de Comercialização

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

A formação do OPEX que será validado no processo tarifário para o Plano de Negócios (PN) do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) deve ser consistente com o Plano de Contas, e também deverá considerar a separação das atividades de distribuição e comercialização.

As informações, históricas e do Plano de Negócios (PN), devem ser fornecidas para:

- Operação e manutenção de ativos;
- Gestão comercial (leitura, faturamento, cobrança, atendimento comercial de usuários);
- Aquisição de gás e transporte;
- Cada uma das atividades adicionais ao serviço básico de distribuição de gás canalizado, identificadas como atividades correlatas, acessórias e outras.

O valor do OPEX será desagregado entre as atividades de distribuição e de comercialização conforme os critérios que constam no Requerimento de Informação preparado pela Arsesp para cada concessionária.

A informação dos níveis históricos de OPEX será submetida a análises de eficiência que considerarão:

- 1) Identificação dos custos associados a atividades reguladas, atividades de comercialização prestadas em concorrência;
- 2) Exclusão de custos com atividades não reguladas, ou que não tenham comprovação suficiente ou ainda que não sejam considerados prudentes;
- 3) Análise crítica da evolução histórica dos custos da concessionária vis-à-vis a evolução da escala;
- 4) Determinação da elasticidade de escala, usar-se-á informação de uma amostra de distribuidoras de gás.

A análise realizada permitirá determinar o nível eficiente de OPEX que será aceito no FCD para cada ano no Plano de Negócios (PN) do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019). Em princípio, e sempre que os custos cumpram critérios básicos de utilidade, prudência e eficiência, os custos reais do período 31 de maio 2014 a 30 de novembro 2016 serão reconhecidos para o cálculo do P_0 . Em particular, serão realizados os ajustes necessários para sua consistência com os critérios de eficiência similares aos



considerados nos custos operacionais incluídos no Plano de Negócios (PN) aprovado para o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014).

Na medida em que o nível de despesas operacionais consideradas em cada ano já incluirá ganhos de eficiência associados à escala, deverão ser descontadas do Fator X, calculado com base na produtividade total dos fatores.

3.1.3 Base de Remuneração Regulatória (BRR)

3.1.3.1 Antecedentes

Na Nota Técnica submetida à Audiência Pública em novembro de 2014 a Arsesp propôs aplicar estritamente o disposto no Contrato de Concessão, que estabelece o dever do regulador de avaliar e rever a base de ativos², para garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente. Essa base de ativos irá compor a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

No entanto, a Comgás apresentou à Arsesp o Ofício-CR-373/2014, datado de 07/07/2014, discordando dos critérios estabelecidos, alegando que a BRR da Comgás para fins tarifários, considerou o Valor Econômico Mínimo (VEM) exigido pelo Estado de São Paulo para alienação do controle da companhia em 1999. A concessionária alega que o VEM deve ser acrescido ao montante de investimentos líquidos realizados até a data da revisão tarifária, e que a desconconsideração do VEM implica descumprimento do contrato e violação ao direito de ser mantido o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Nas duas primeiras revisões tarifárias, a Arsesp considerou o VEM na determinação da BRR, com base na resposta à Pergunta 98 formulada durante o processo de privatização da empresa³. Na presente revisão, o Regulador considera que a condição estabelecida na resposta dada à pergunta 98 foi totalmente atingida, podendo e sendo necessária a aplicação exclusiva da base de ativos conforme previsto no Contrato de Concessão para o cálculo da BRR.

Em face do questionamento recebido, foi aberto o Processo ARSESP.ADM-0195-2014 e em 15/07/2014, foi feita consulta inicial junto à Consultoria Jurídica da Arsesp, que emitiu o Parecer nº 08/2015, aprovado em 05/02/2015. Considerando a complexidade e importância do assunto, esse Parecer foi enviado, na mesma data, para a Procuradoria Geral do Estado (PGE), que se manifestou por meio do Despacho SubG. Cons nº 14/2015 da PGE de São Paulo, aprovado pelo Senhor Procurador Geral do Estado, em 09/11/2015, acerca do critério a ser utilizado na Terceira Revisão Tarifária, que passará a vigorar no Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

² O conceito de valor base de ativos é introduzido na Sub-cláusula Sexta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.

"Para fixar o valor P_0 a concessionária deverá fornecer à CSPE um plano de negócios que contenha, dentre outras, as seguintes informações:

1. valor da base de ativos da empresa, de acordo com o Plano de Contas a ser publicado pela CSPE;
2. o Plano de Investimento (físico e financeiro), incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações;
3. receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros;
4. informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído;
5. projeções de gás canalizado a ser distribuído; e
6. custo médio ponderado do capital projetado;"

³ Ver Anexo I.



A seguir, reproduzimos as suas principais conclusões (Anexo I):

“32. Dissecando o conteúdo da resposta a indigitada pergunta, podemos separar as seguintes conclusões:

1) o VEM não aparece no Contrato de Concessão como um fator a ser incluído na MM;

2) o valor dos ativos será considerado no cálculo da MM;

3) na hipótese do valor desses ativos ser inferior ao VEM, não ocorrerá nos ciclos tarifários subsequentes redução em termos reais da MM em função da diferença entre o valor dos ativos da Comgás e o VEM;

4) quando o valor dos ativos, devidamente depreciados, for igual ou maior que o VEM, passarão a ser usados como valor referencial na apuração da MM.

33. Dessa forma, ao se responder o questionamento em análise, não foram ignoradas as cláusulas do Contrato de Concessão que disciplinam o cálculo da MM a partir do valor de base de ativos, mas apenas assegurou-se que, enquanto tal valor estiver abaixo do VEM, este último será considerado. ”

(“omissis”)...

*“48. Conforme já explicitado acerca do alcance da Pergunta nº 98, nas hipóteses em que o valor dos ativos for menor do que o Valor Económico Mínimo, não haveria redução em termos reais da Margem Máxima, no segundo ciclo tarifário ou nos ciclos posteriores. **A cada revisão tarifária é necessário verificar a base de remuneração dos ativos. O VEM deixa de ser aplicado quando o valor contábil dos ativos em serviço o supera,** e isso parece ser uma consequência natural com o transcurso do tempo, tendo em vista a necessidade de serem efetuados novos investimentos durante a execução do contrato. **Cabe ressaltar que os valores, tanto os ativos destinados aos serviços prestados, quanto o VEM, devem ser adequadamente depreciados, não sendo objeto da presente análise os critérios a serem utilizados.**”*

(“omissis”)...

*“50. Cabe esclarecer, ainda, que eventual uso da base de ativos ao invés do VEM, fundada em estudos técnicos, não implica em alteração de método e **que somente agora o Contrato de Concessão seria estritamente cumprido.**”*

Conforme demonstrado no Anexo II, na data do início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), o valor contábil atualizado e depreciado dos ativos em serviço supera o VEM atualizado, seja pelo valor do VEM depreciado ou não.

3.1.3.2 Cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019)

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. A BRRL é uma parte importante do custo de prestação do serviço da concessionária, que deve ser remunerada por meio do valor tarifário representado pelo P_0 , o qual é fixado no momento da revisão tarifária.

Para fins de determinação da BRRL inicial do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), será utilizado o levantamento físico dos ativos, conforme a Deliberação Arsesp nº 402/2013 e os investimentos realizados entre abril de 2013 e abril de 2014, apresentados pela Concessionária. A avaliação dos ativos considerará a data de entrada em serviço de cada ativo, o Valor Original de Compra (VOC) reconhecido, a depreciação conforme a taxa regulatória aprovada e o reajuste pelo IGP-M.

Como segue:



$$BRRL_{Início4c} = BRRL_{Início_{concessão}} - \sum_i DAE_i + \sum_i (I_i - DI_i)$$

Onde:

$BRRL_{Início4c}$ = Valor da BRRL no início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) (valores de abril de 2014);

$BRRL_{Início_{concessão}}$ = Valor da BRRL no início da Concessão;

DAE_i = Depreciação e baixas dos ativos existentes na data do Contrato de Concessão (desde essa data), no ano i ;

I_i = Investimentos realizados no ano i (investimentos que entraram em operação no ano i);

DI_i = Depreciação e baixas de todos os ativos incorporados à base desde a data do Contrato de Concessão, no ano i .

O Valor da $BRRL_{Início_{concessão}}$ será obtido a partir da avaliação dos ativos realizada antes da concessão. Do valor líquido inicial serão deduzidas as depreciações e as baixas (DAE_i) acumuladas entre a data da concessão e o início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019). Todos os montantes serão atualizados pelo IGP-M até o início desse Ciclo.

Em relação aos investimentos anuais realizados desde o início da concessão, serão aceitos os custos unitários e quantidades consideradas prudentes. Isto porque nessa aprovação anterior já foi verificada a razoabilidade do projeto e do custo associado e, portanto, para determinar a participação desses ativos na BRRL no futuro deverá ser aplicada a depreciação regulatória e a atualização monetária até a data da nova revisão.

Os investimentos realizados durante o Terceiro Ciclo (2009 a 2014), no entanto, serão avaliados conforme indicado no item 3.1.3.2, considerando para as quantidades físicas os resultados da informação fornecida pela empresa e o levantamento realizado conforme a Deliberação ARSESP nº 402/2013.

3.1.3.3 Avaliação dos Investimentos realizados durante o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014)

As tarifas aprovadas na Segunda Revisão Tarifária, em 2009, levaram em consideração, para seu cálculo, os investimentos programados para os cinco anos do Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014). Em outras palavras, todo cálculo da MM na revisão tarifária compreende investimentos passados que se incorporaram ao cálculo da Base de Remuneração Regulatória inicial e também a projeção de investimentos futuros, que provêm do Plano de Negócios da concessionária aceito pela Arsesp.

Na revisão tarifária é necessário analisar e aprovar o conjunto de investimentos realizados nos últimos cinco anos que serão incorporados à BRR.

São três os princípios básicos que devem ser utilizados para analisar e aprovar os investimentos:

- **Investimentos prudentes:** Os critérios de utilidade, uso, e prudência.
- **Custos eficientes:** razoabilidade dos custos.



- **Cumprimento das metas físicas e monetárias.** Essas metas se originam no programa de investimentos do Plano de Negócios.

Assim, faz-se necessária a análise detalhada da composição dos investimentos realizados pela concessionária:

- 1) Uma primeira análise corresponde ao cumprimento das metas físicas previstas no Plano de Negócios projetado na revisão tarifária anterior. Em caso de descumprimento das metas do Plano de Negócios será realizado um ajuste tarifário para compensar os investimentos que estavam previstos, mas que não foram realizados pela concessionária.

Não cumprimento das metas físicas de investimentos. A mecânica de ajuste no caso de não cumprimento das metas físicas de investimentos é a seguinte:

- i. Recalcula-se a Margem Máxima para o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) com o expurgo dos projetos de investimento aos custos estimados nesse momento, reduzindo os volumes associados aos investimentos não executados no Plano de Negócios.
 - ii. Calcula-se o diferencial de Margem Máxima (ΔP_0) como a diferença entre o P_0 aprovado do Terceiro Ciclo e a Margem Máxima (P'_0) correspondente ao mesmo modelo de cálculo, considerando o expurgo dos investimentos e os volumes previstos associados.
 - iii. Calcula-se o excedente das receitas obtidas em razão dos investimentos considerados no ciclo anterior, mas não realizados.
 - iv. Atualiza-se esse valor até o momento de início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) utilizando a taxa de custo de capital adotada para o cálculo do P_0 no Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), sendo o montante total ajustado pelo IGPM ao início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).
 - v. Desconta-se o excedente de receita obtido atualizado das receitas requeridas para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).
- 2) Os investimentos não implementados durante o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) deverão ser realizados durante o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), sem prejuízo do disposto no item 1) acima, quando ainda sejam considerados prudentes pelo regulador, podendo integrar os investimentos programados no novo Plano de Negócios, segundo a análise caso a caso a ser realizada pela Arsesp.
 - 3) Quanto à análise dos valores totais dos investimentos realizados durante o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), a mesma será efetuada em função dos critérios de prudência, razoabilidade de custos, utilidade e uso já mencionados, a fim de avaliar sua inclusão na BRR do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

Na medida em que os investimentos cumpram plenamente com tais critérios, eles deverão ser incluídos na Base de Remuneração Regulatória (BRR), considerando o valor do investimento efetivamente realizado. Se o valor não é considerado eficiente ou razoável, ele deve ser corrigido para sua inclusão na base.

No que tange aos investimentos realizados durante o Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), mas que não constavam no Plano de Negócios, eles serão



incorporados na BRR desde que cumpram os princípios mencionados. Isto é, quando os investimentos não cumprem com os critérios de prudência, utilidade ou razoabilidade não cabe a sua inclusão na BRR.

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

Considerando a abertura da atividade de comercialização iniciada no ciclo anterior, será determinada uma Margem de Distribuição que remunere os custos de prestação associados aos ativos de distribuição (atividade regulada não aberta à concorrência). Nessa atividade, 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 de 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. Identificar e avaliar dentro da base tarifária aqueles ativos de uso comum (sistemas de faturamento, veículos, entre outros) postos à disposição das subatividades abertas à concorrência.
2. Deduzir da quantia total dos ativos da Concessionária, o valor calculado em 1).

O cálculo da base tarifária de ativos de distribuição será então igual à seguinte expressão:

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

Onde:

BRR_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

3.1.4 Avaliação dos Investimentos previstos no Plano de Negócios da Concessionária

Além de analisar os investimentos passados incluídos na BRR, o processo de revisão tarifária também contempla a análise e aprovação do conjunto de investimentos que integrarão o Plano de Negócios da Concessionária. Esses investimentos também constituem um insumo para a determinação do nível tarifário a ser aprovado.

Nesse sentido, a Concessionária deverá apresentar o Plano de Negócios para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) conforme requerido pela Arsesp, o qual considerará dados históricos para os anos já transcorridos.

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.



3.1.5 Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e Estrutura de Capital

A Nota Técnica relacionada com a determinação do custo médio ponderado de capital aplicável à revisão tarifária da Comgás será estabelecida na correspondente Consulta Pública sobre o tema.

3.1.6 Capital de Giro

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

Nesse quesito, importante mencionar que, no último reposicionamento tarifário das Concessionárias de energia elétrica, a Agência Reguladora competente – ANEEL – a partir da análise dos balanços dessas Concessionárias, entendeu que não deveria ser reconhecido o Capital de Giro no âmbito da revisão tarifária. A Agência Reguladora Federal dos Estados Unidos (*FERC*), por sua vez, considera que o custo associado ao capital de giro deve ser reconhecido desde que as empresas (de transporte de gás) apresentem um estudo específico denominado de “*lead-lag*”. O estudo deve demonstrar a efetiva existência da defasagem entre as despesas e receitas operacionais da Concessionária.

Para o custo de Capital de Giro ser reconhecido no Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), a Concessionária deverá apresentar, junto com o Plano de Negócios, um estudo específico com as justificativas para o reconhecimento 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).

3.1.7 Perdas

Com relação às perdas a serem reconhecidas, a experiência da Arsesp evidencia que o percentual de tais perdas é influenciado, entre outros, pelos seguintes aspectos:

- pelo tipo de material (aço, polietileno, ferro fundido, etc.), utilizado no sistema de distribuição, incluindo os ramais;
- pelos níveis de pressão de operação do sistema de distribuição, nas diferentes classes de pressão (baixa, média e alta);
- pelas purgas (remoção do ar contido na tubulação para introdução do gás) realizadas durante a execução dos serviços de manutenção;
- pelos vazamentos decorrentes de incidentes provocados por terceiros e, eventualmente, pela própria Concessionária e
- pela frequência e qualidade dos serviços de inspeção e manutenção do sistema de distribuição.

Além das perdas decorrentes dos aspectos acima destacados, podem ocorrer também perdas originadas de aspectos de natureza comercial, como, por exemplo, erros de faturamento, incertezas da medição e aplicação incorreta de fatores de correção considerados no faturamento.



O reconhecimento de tais perdas, separadamente das perdas técnicas, é, no entanto, de difícil apuração. Devido à diversidade de aspectos que podem influenciar o nível de perdas, assim como a dificuldade de apuração, em separado, das perdas comerciais e das perdas técnicas, a proposta é definir um único percentual para as perdas totais do sistema de distribuição. Nesse sentido, para a definição das perdas totais, serão considerados ainda os valores reconhecidos pela experiência nacional e internacional.

Determinação do valor de Margem Máxima no início do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019). Cálculo dos parâmetros P_0 e P_4

O cálculo do P_0 para o Mercado Regulado segue a fórmula já utilizada na revisão tarifária do Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), decompondo-se em Margem de Comercialização e Margem de Distribuição.

O P_0 é o valor médio para o ciclo tarifário que resulta da equivalência entre as receitas estimadas das vendas de serviços de gás para os usuários e os custos estimados de sua provisão durante referido ciclo, ambos descontados à taxa de custo de capital.

Sua fórmula é a seguinte:

$$P_0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_5}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(1-t)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=5} \frac{D_i \cdot t}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-t)}{(1+r_{wacc})^i}}$$

Onde:

$BRRL_0$	Base de Remuneração Regulatória Líquida (menos depreciações) no início do ciclo (ano 0);
$BRRL_5$	Base de Remuneração Regulatória Líquida (menos depreciações) no final do ciclo (ano 5);
r_{wacc}	custo de capital aprovado, depois de impostos;
$OPEX_i$	custos operação e manutenção, administração e comercialização no ano i ;
$CAPEX_i$	investimentos no ano i ;
$ODESP_i$	outras despesas, gastos e impostos no ano i ;
D_i	depreciação no ano t ;
V_i	volume (m^3) de gás canalizado distribuído no ano t ;
t	taxa de impostos;
i	cada ano do período do ciclo tarifário.

No processo de revisão tarifária todos os valores destas variáveis são ajustados mediante a respectiva metodologia.

Os montantes reconhecidos para os $OPEX_i$, $CAPEX_i$ e V_i do período 31 de maio 2014-30 de novembro de 2016 considerarão os valores reais informados pela



Concessionária na medida em que os custos cumpram com critérios de eficiência, razoabilidade e prudência.

Para o resto do período tarifário, ou seja, desde 1º de dezembro de 2016 até 30 de maio de 2019, os valores serão estimados levando em conta os ganhos de eficiência de escala.

O valor de P_0 , apurado nos termos acima permite à concessionária obter um retorno sobre seus ativos igual ao custo de capital para a atividade de distribuição.

Considerando que durante os primeiros anos do ciclo a margem máxima aplicada foi definida com ajustes provisórios, a margem máxima aplicável em maio de 2017 será calculada conforme a fórmula a seguir (a valores de abril de 2014):

$$P_{4(2014)} = \frac{P_0 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-X)^{i-1} \cdot (1-t)}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=3} \frac{(MM_{ir}) \cdot V_i \cdot (1-t)}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=4}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-t)(1-X)^{i-4}}{(1+r_{wacc})^i}}$$

Onde:

$P_{4(2014)}$	Margem máxima aplicável em 31 de maio de 2017, a valores de 30 de abril de 2014 (inclui aplicação do Fator X)
P_0	Margem máxima calculada na revisão tarifária, aplicável em 31 de maio de 2014, expressada a valores de 30 de abril de 2014
V_i	Volume distribuído (m^3) de gás canalizado no ano i . Nos dois primeiros anos do Quarto Ciclo, V_i é o volume real histórico. Nos anos 3,4 e 5 do Quarto Ciclo, V_i é o mercado total projetado.
MM_{ir}	Margem obtida no ano i , $i = 1$ a 3, expressa em valores de 30 de abril de 2014, com os ajustes necessários para levar em conta o impacto do incentivo ao segmento "Alto Fator de Carga - Industrial", Fator X e Termo de Ajuste K, conforme fórmula Margem Máxima do Contrato de Concessão
.	
t	Taxa de impostos

O $P_{4(2014)}$ determinado conforme a fórmula acima permite assegurar o mesmo valor presente das receitas em abril de 2014 que aquele obtido com aplicação do P_0 calculado e ajustado pelo Fator X a cada ano do ciclo. O Fator X considerado para os primeiros três anos será o menor entre o aplicado nos ajustes provisórios (calculado para o Terceiro Ciclo) e o calculado para o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

Conforme indicado em 2.3.2- subitem V, o P_4 assim calculado já considera a aplicação do Termo K para os primeiros anos do ciclo pois assegura a compensação da receita obtida nesses anos com aquela a ser obtida nos anos restantes do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) e, portanto, compensando eventuais receitas adicionais resultantes de diferenças entre os volumes previstos e realizados para as classes tarifárias definidas.

O valor de MM_4 a ser aplicado em 31 de maio de 2017 será o P_4 atualizado pelo IGPM até 30 de abril de 2017 e adicionado com o termo de ajuste K_4 .



O valor da MM_5 será calculado conforme as fórmulas do contrato incluídas a seguir.

3.1.7.1 Ajustes Tarifários entre Ciclos de Revisão

De acordo com o Contrato de Concessão, a MM_t é atualizada conforme a variação do IGPM, o Termo de Ajuste K e o Fator X .

Cabe notar que conforme previsto no Contrato de Concessão, cláusula 11, subcláusula 22, a Arsesp, em 2009 solicitou à Comgás ajustar as tarifas correspondentes às unidades consumidoras pertencentes ao segmento “Alto Fator de Carga - Industrial” (igual ou superior a 90%), pelo que a MM_t correspondente ao Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014) foi, na ocasião, de fato alterada pelo montante associado ao alto fator de carga.

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

$$MM_t = P_t + K_t$$

$$P_t = P_{t-1} * [1 + (VP - X)]$$

Onde:

VP : variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas 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);

P_t : valor da Margem Máxima (MM) no ano t ;

P_0 : valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela Arsesp e definido por ocasião de cada revisão em cada Ciclo Tarifário. No primeiro ano de cada Ciclo Tarifário, o valor de P_1 é igual ao de P_0 e

K_t : 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.

3.1.8 Fator X

A atualização da MM de cada ano do Ciclo Tarifário é realizada segundo o procedimento estabelecido no Contrato de Concessão.

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. De acordo com o Contrato de Concessão, a Arsesp considerará, para o cálculo do Fator X :

- i. tendência história de eficiência da Concessionária;
- ii. padrões internacionais de eficiência na indústria;
- iii. índices de produtividade de longo prazo;
- iv. economias de escala; e
- v. comparações com outras concessionárias no país.



3.1.8.1 Proposta para determinar o Fator X na Terceira Revisão Tarifária

Quando uma empresa de serviços públicos por redes é regulada pelo mecanismo de Preço Teto, 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 2º a 5º do Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), de modo que a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, definida a partir da fixação do valor do parâmetro P_0 ao início do ciclo, seja mantida durante todo esse ciclo.

A metodologia proposta para calcular o Fator X consta de duas etapas:

- Etapa 1: em primeiro lugar, são determinados os 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)
- Etapa 2: em um segundo estágio, a PTF é ajustada pelos ganhos de escala, ou seja, é preciso descontar da PTF os ganhos de produtividade associados à escala que já foram considerados no cálculo do P_0 .

Cabe notar que a Agência, em função da experiência da revisão tarifária passada, realizou alguns aprimoramentos na metodologia, visando uma maior robustez da informação utilizada.

O primeiro aprimoramento consiste numa abordagem baseada no desempenho histórico da Concessionária, em vez da análise prospectiva baseada no Plano de Negócios proposto. A razão dessa mudança é diminuir a assimetria de informação com a regulada. Como consequência disso, desconsiderou-se o ajuste pela diferença de preços relativos.

Adicionalmente, em função das limitações no número de empresas no setor, propõe-se a incorporação de um “piso” e um “teto” no Fator X a ser aplicado: 0,5% e 2,0%, respectivamente⁴. Essa proposta responde ao fato que os ganhos de produtividade futuros serão estimados considerando o desempenho histórico da própria Concessionária e, portanto, o instrumento regulatório poderia atuar como incentivo perverso para que a Concessionária não melhore a gestão.

3.1.8.2 Etapa 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.

⁴ Para uma referência internacional, ver, CEPA (2003), “Productivity Improvements in Distribution Network Operators”, *Final Report*, Relatório encomendado pela Ofgem



Em primeiro lugar, pôde-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.

A especificação matemática para o índice de Tornqvist é a seguinte:

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

Onde:

Y é a quantidade do produto;

X é a quantidade do insumo;

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.

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:

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

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 fornecido⁵. Consideram-se as seguintes participações desses produtos:

- Quantidade de clientes: 0,50
- Volume distribuído (m^3): 0,25
- Extensão da rede (km): 0,25

⁵ Ver, por exemplo, Neuberger, L. G. (1977), “Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems”, *The Bell Journal of Economics*, Vol. 8, No. 1, (Spring), pp. 303-323.



A Arsesp avaliará esses ponderadores 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 2009-2013. A participação dos insumos será mantida constante no período de cálculo do Índice de Tornqvist, considerando a média desse período.

Para a determinação do montante de *OPEX* considerado nos insumos, a parcela correspondente aos custos de pessoal será atualizada pelo Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA), enquanto os custos restantes serão atualizados pelo IGP-M.

Logo será calculado o índice de Tornqvist através da aplicação da seguinte formulação:

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

3.1.8.3 Etapa 2: PTF ajustada pela escala

Nessa segunda etapa, será realizado o ajuste do Fator X, que consiste em descontar da PTF calculada pelo índice de Tornqvist na etapa 1, os ganhos de escala que já estão incluídos no cálculo do P_0 .

A formulação para o cálculo da PTF ajustada pela escala é a seguinte:

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

Onde:

PTF: Índice de Tornqvist da etapa 1;

ε é a 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 é a variação percentual dos produtos ou escala da concessionária no período considerado.

Com as formulações acima, o Fator X pode ser calculado como:

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

O valor do Fator X terá um “pisso” de 0,5% e um “teto” de 2,0%.

3.2 A Estrutura Tarifária

3.2.1 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:



- i. Neutralidade: por meio dos encargos da estrutura tarifária se recuperam as receitas associadas ao cálculo da Margem Máxima;
- ii. Não discriminação: não existência de tratamento diferente a usuários similares;
- iii. Estabilidade: prioriza-se a previsibilidade dos preços a usuários finais;
- iv. Responsabilidade pelos custos: sinalização para que as decisões de consumo sejam eficientes.

No Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019) a estrutura tarifária proposta pela Concessionária deve considerar as pautas a seguir e as indicadas no item 3.2.2.

- 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 separação dos encargos de comercialização e a fixação das tarifas de acesso serão formuladas considerando os objetivos a seguir:

- Permitir a concorrência na comercialização;
- Permitir a sustentabilidade do serviço de distribuição;
- Evitar distorções na estrutura tarifária.

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, a Concessionária deverá analisar a consistência desse encargo por capacidade e as 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 proposta deverá considerar um período de transição, de modo que não ocorram prejuízos aos usuários desse segmento.

3.2.2 Cálculo das Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição e do Encargo de Comercialização a incluir nas Tarifas

As tarifas pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) deverão manter uma estrutura tarifária similar à das tarifas finais, ou seja, resultante da soma de: a) a TUSD (sem desconto); b) os custos de comercialização e c) o preço do gás, incluído o transporte, no *citygate*.

Disso, resulta que a Estrutura Tarifária e a TUSD deverão ser estreitamente vinculadas entre si.

As etapas da metodologia de cálculo da TUSD são as seguintes:

- E.1. Desagregação e classificação dos custos de Distribuição e Comercialização;
- E.2. Alocação de Custos;



- E.3. Cálculo da MM de Distribuição e de Comercialização por segmento de usuário e classe de consumo;
- E.4. Proposta da TUSD;
- E.5. Análise de Impacto/Razoabilidade da Estrutura Tarifária;
- E.6. Calibração da Estrutura Tarifária.

3.2.2.1 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.

$$RRD_j = \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t_{Dj} \cdot q_{j,i}$$

$$RRC_j = \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t_{Cj} \cdot q_{j,i}$$

Onde:

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 ($0 < d \leq 1$) ;
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:

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

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

A TUSD inclui as perdas técnicas e comerciais.



3.2.2.2 TUSD e Descontos

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.

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

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.

3.2.2.3 Cálculo da TUSD-E específica para Autoimportador ou Autoprodutor com rede dedicada (TUSD-E)

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 considerar as características específicas da rede dedicada e também se o financiamento da construção da mesma foi realizado pela Concessionária ou pelo Usuário (Autoimportador 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.

Uma vez aprovada a metodologia de cálculo da TUSD-E, nos casos em que foram aplicadas tarifas provisórias, aprovadas pela Arsesp, durante o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), deverão ser apurados os ajustes e compensações devidos entre a concessionária e Autoimportador ou Autoprodutor, conforme a fórmula a seguir:

$$AC = \sum_{i=1}^{36} (\overline{TUSD}_{p_i} * V_i - \overline{TUSD}_{E_i})$$

Onde:

V_i = volume de gás transportado no mês i

$\overline{TUSD}_{p_i}$ = TUSD provisória aplicada no mês i ajustada pelo IGPM.



3.2.2.4 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 Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), 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.

3.2.2.5 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.

3.3 Tratamento do Termo de Ajuste K durante o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019)

Conforme o Contrato de Concessão, a tarifa-teto para a prestação dos serviços é definida em função de uma Margem Máxima (P_0) para o ciclo tarifário, ou seja, a partir de um Plano de Negócios proposto pela Concessionária, e posteriormente ajustado pela Arsesp, define-se uma receita máxima permitida que, dividida pelo volume total projetado para o Ciclo Tarifário, resulta em um valor médio em reais por metro cúbico.

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.

Ainda 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 (MM_t) para o ano t do ciclo será expressa em reais por m^3 e será calculada conforme segue:

$MM_t = P_t + K_t$, 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);

P_t : valor da Margem Máxima (MM) inicial (P_0), expresso em reais por m^3 , inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator ($VP - X$) até o ano t ;

P_0 : 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 P_1 é igual ao de P_0 ; e

K_t : Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t , expressa em reais por m^3 .”

Na Décima Sexta e Décima Sétima Subcláusulas, 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 (K_t) para o período t será expresso em reais por m^3 e será calculado da seguinte forma:

$$K_t = [(MM_{t-1} - MO_{t-1}) (1 + r^{t-1}) V_{t-1}] / V_t$$

Onde:

MM_{t-1} : Margem Máxima (MM), no ano $t - 1$, expressa em reais por m^3 ;

MO_{t-1} : Margem Obtida, no ano $t - 1$, expressa em reais por m^3 ;

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

V_t : volume anual previsto para o ano t , expresso em m^3 ; e

V_{t-1} : volume anual distribuído, no ano $t - 1$, expresso em m^3 .”

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 definem a Margem Obtida (MO) nos seguintes termos:



“A Margem Obtida (MO_t), no ano t , será expressa em reais por m^3 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 m^3), 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.

$$RCD_{jt} = MT_{jt} \cdot VD_{jt}$$

Onde:

MT_{jt} : margem relativa à tarifa teto imputada ao contrato j no ano t (em reais/ m^3); e

VD_{jt} : volume anual distribuído sob o contrato j , no ano t (em m^3).”

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 MO_t 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 SMF⁶ 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 Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019), 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.

⁶ 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.



3.4 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 natural canalizado.

Denominam-se Serviços Correlatos as atividades que são prestadas de forma conjunta com a atividade principal da Concessão e estão diretamente vinculadas ao serviço básico, contudo, pelas suas características, não devem ser consideradas no cálculo das tarifas reguladas deste serviço.

Os Serviços Correlatos 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 reconexão do serviço, etc.

Como são serviços prestados pela concessionária com exclusividade, seus valores devem ser aprovados pela Arsesp. Assim, por ocasião da revisão tarifária, a Arsesp:

- Solicitará à concessionária informação detalhada sobre o custo de prestação de cada serviço ao usuário, compreendendo os custos diretos e indiretos.
- Utilizará *benchmarks* e realizará uma análise detalhada dos custos apresentados, com a finalidade de aprovar os valores destes Serviços Correlatos.

Os valores aprovados serão ajustados anualmente pelo IGP-M durante o Quarto Ciclo Tarifário (2014 a 2019).

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 a conexão e conversão de fogões ou lareiras dos clientes e outras atividades relacionadas com as instalações interiores dos usuários. Os custos dos serviços acessórios prestados pela concessionária em concorrência com outros fornecedores são homologados pela Arsesp. No entanto, na medida em que existe concorrência, a Agência não pode assegurar que o preço homologado para a concessionária seja o mínimo que o usuário pode obter. Portanto, no orçamento dos serviços acessórios a concessionária deve informar aos usuários que o serviço orçado pode ser prestado por outros fornecedores cadastrados, e colocar a lista deles a disposição. Ademais, receitas auferidas pelas distribuidoras, oriundas da prestação dos serviços acessórios, deverão contribuir para modicidade das tarifas, conforme metodologia estabelecida para atividades extra concessão.

3.5 Tratamento regulatório das Receitas por Atividades Extra Concessão

Existem ainda outras atividades (OAs) que embora possam utilizar ativos ou recursos da concessão, não são intrínsecas ou relacionadas à atividade principal. Exemplos dessas atividades são a prestação do serviço de transmissão de imagens, de dados ou de voz por meio da infraestrutura de conexões da concessionária, ou de fibra ótica instalada junto às tubulações, a venda de seguros ou o aluguel para uso compartilhado das instalações.

Conforme o Contrato de Concessão: i) as OAs precisam ser autorizadas pela Arsesp; ii) não devem interferir com a atividade principal da concessionária, iii) as receitas obtidas (e os custos) devem ser contabilizados em separado; iv) as receitas obtidas



devem contribuir parcialmente para a modicidade tarifária dos serviços de distribuição, nas condições definidas no âmbito das revisões tarifárias.

As atividades não relacionadas à atividade principal que podem ser realizadas pela concessionária podem diferir quanto à receita e aos custos, e ser pouco ou muito intensivas na utilização dos recursos/ativos relacionados à atividade principal, ou no compartilhamento de custos de investimento.

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 da atividade (OAs) para cada ano do Terceiro Ciclo Tarifário (2009 a 2014), excluindo os impostos de faturamento, a partir da informação da Contabilidade Regulatória e da informação requerida à Concessionária.
- Aplicar uma alíquota de 2% sobre a receita bruta nas atividades correlatas e acessórias e 10% sobre as receitas bruta nas atividades atípicas para contribuição da modicidade tarifária.
- Atualizar a Receita Parcial para Modicidade Tarifária (RPMT) de cada ano pelo IGP-M e capitalizar as RPMT até o início do Quarto Ciclo com a taxa WACC.
- Descontar a soma das RPMT capitalizadas da Receita Requerida do Quarto Ciclo.

3.6 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 OAs (Outras Atividades) 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.

3.7 Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológicos

Com relação ao item de Pesquisa e Desenvolvimento, segundo o Manual de P&D, o Montante Mínimo de recursos financeiros a ser aplicado no Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural de cada concessionária 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.