

São Paulo, 04 de novembro de 2014.  
**OF-CR-588/014**

**Assunto: Audiência Pública nº 02/2014**

Ref. Contribuições à Audiência Pública nº 02/2014 – Consulta Pública para apresentação e obtenção de contribuições à proposta da ARSESP para Determinação da Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

**Senhor Diretor-Presidente**

**Senhores Membros da Mesa Diretora**

Fazemos referência ao Regulamento (“Regulamento”) da Audiência Pública nº 02/2014 (“Audiência Pública”), que tem por objetivo obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar, a ser expedido pela ARSESP, que estabelecerá a metodologia a ser utilizada no processo de Revisão Tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo (“Metodologia Proposta”), com base na Deliberação ARSESP nº 504/2014, e documentação de suporte, em especial a Nota Técnica nº RTG/002/2014 (“Nota Técnica”).

Nos termos previstos no Regulamento, a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás, concessionária de serviços públicos de distribuição de gás canalizado, nos termos do Contrato de Concessão nº 01/99, com sede na Rua Capitão Faustino de Lima, nº 134, vem, por intermédio do presente, respeitosa e tempestivamente apresentar suas contribuições e comentários à Audiência Pública, na forma do quanto segue.

Ilustríssimo Senhor

**Doutor José Luiz Lima de Oliveira**

Diretor-Presidente

**AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE  
SÃO PAULO - ARSESP**

Sem mais o que, subscrevemo-nos,

Atenciosamente,

**Luis Henrique Guimarães**

Diretor Presidente

**Companhia de Gás de São Paulo – Comgás**

Buscando uma melhor sistematização das Contribuições ora apresentadas, este documento está dividido em 2 (dois) capítulos, a saber:

**Capítulo I:** Comentários sobre cada um dos itens abordados na proposta de Metodologia, ora sob Audiência Pública, tal como detalhados na Nota Técnica, utilizando-se, para tanto, da ordem cronológica nela empregada; quando cabível, apresentaremos proposta de redação refletindo a contribuição em pauta;

**Capítulo II:** Serão apresentadas demais contribuições acerca da Metodologia Proposta, em especial no que se refere às questões que, no entendimento da Concessionária, não foram inicialmente contempladas, mas que devem ser analisadas e discutidas.

Termos empregados em maiúsculas, quando aqui não definidos, terão o significado que lhes é atribuído na Nota Técnica.

## **PROPOSTA DE METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS CANALIZADO DO ESTADO DE SÃO PAULO**

### **QUARTO CICLO TARIFÁRIO**



**Natural na sua vida.**

## Sumário

<b>I. Considerações à Metodologia</b>	<b>8</b>
1. Mercado (Item 3.1.1, página 12).	8
2. Custos Operacionais (OPEX) e Segregação de Custos de Comercialização (Item 3.1.2, página 13).	19
3. Base Tarifária / Base de Remuneração Regulatória Líquida (Item 3.1.3, página 14).	21
4. Custo de Capital e Estrutura de Capital (Item 3.1.5, página 18).	26
5. Capital de Giro (Item 3.1.6, página 18).	27
6. Perdas (Item 3.1.7, página 18).	29
7. Fator X (Item 3.1.9, página 20).	32
8. Estrutura Tarifária (Item 3.2, página 23)	42
9. Cálculo das Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição e do Encargo de Comercialização a incluir nas Tarifas (Item 3.2.2, página 24).	43
10. Determinação das TUSD e Encargos Tarifários (Item 3.2.2.2, página 24).	49
11. TUSD e Descontos (Item 3.2.2.2, página 25).	50
12. TUSD específica para Consumidor Livre, Autoimportador ou Autoprodutor com rede dedicada (Item 3.2.2.2, página 26).	52
13. Tratamento do Termo de Ajuste K Durante o Quarto Ciclo (Item 3.3, página 27).	55
14. Tratamento Regulatório dos Serviços Correlatos e Acessórios (Item 3.4, página 30).	62
15. Tratamento Regulatório das Receitas por Atividade Extra-Concessão (Item 3.5, página 30).	64
<b>II. Considerações Adicionais à Metodologia</b>	<b>66</b>
1 - Custos de Conversão:	66
<b>Anexos</b>	<b>71</b>

## Introdução

Para o estabelecimento da Política de Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural e, mais especificamente, do mercado de Gás Natural, o Estado de São Paulo conta, entre outros, com dois instrumentos legais: Lei 11.248/2002, que criou o Conselho Estadual de Política Energética – CEPE - e definiu como umas das finalidades elaborar o Plano Paulista de Energia – PPE - e a Lei 13.798/2009, que instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas - PEMC, regulamentada pelo Decreto Nº 55.947, de 24 de junho de 2010.

A luz destes instrumentos, o Governo Estadual através da Secretaria de Energia e da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia, e Investe SP, apresentou, em 29 de setembro de 2014, uma Política para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural que busca fomentar o uso deste energético nos mais diversos segmentos de consumo, quais sejam, a indústria, o comércio, o residencial, a geração de energia elétrica, a cogeração e a climatização, o uso veicular e a utilização como matéria-prima, substituindo combustíveis fósseis mais poluentes e otimizando a matriz energética paulista.

É meta da PEMC a redução das emissões de gases de efeito estufa – GEE - até 2020 em 25% em relação aos níveis de emissões em 2005, da mesma forma, é meta da PPE estimular e viabilizar o crescente consumo de Gás Natural no Estado de São Paulo. O potencial de inserção do gás natural na Matriz Energética do Estado de São Paulo pode ser observado a partir do crescimento desta fonte no período 1980 – 2012, indo de participação inexpressiva, próximo de 0% para cerca de 7%, conforme Balanço de Energia do Estado de São Paulo, alinhado com a política energética do Estado, que tem o objetivo de atingir 10,7% em 2035.

A produção de Gás Natural na Bacia de Santos, que inclui o Pré-Sal, vem avançando e hoje é escoada por três rotas: uma para Caraguatatuba – SP - e duas para o Estado do Rio de Janeiro.

Neste contexto oportunidades adicionais podem ser desenvolvidas e estimuladas, alinhadas às políticas de desenvolvimento do mercado de gás natural acima expostas.

O Estado de São Paulo é um *hub* de interligação das redes de transporte – provenientes da Bolívia, da Bacia de Campos e da Bacia de Santos incluindo o Pré-Sal, e saídas para o Sul de Minas Gerais e Estados do Sul - com capacidade de movimentação de Gás Natural de origem nacional e importado de 55 MM m<sup>3</sup>/dia.

Além disso, o Estado possui duas plantas de processamento de Gás Natural (UTGCA e UGNRPBC) cuja capacidade de processamento deverá ultrapassar os 22 MM m<sup>3</sup>/dia em 2020.

A disponibilidade de tal infraestrutura, contudo, pode não se refletir necessariamente em ganhos de competitividade e benefício econômico para o Estado, uma vez que há um monopólio de fato, nos segmentos de *upstream* e *midstream* (exploração,

produção e transporte), que associado a uma política de preços instável e imprevisível, tem restringido o desenvolvimento do mercado de Gás Natural no país e no Estado de São Paulo, em particular.

Dados do Ministério de Minas e Energia mostram expectativa de que em 2020 a oferta doméstica de Gás Natural vá se elevar de cerca de 40 MM m<sup>3</sup>/dia para 80 MM m<sup>3</sup>/dia, grande parte proveniente do litoral paulista.

Neste contexto, o Estado de São Paulo deve buscar meios para desenvolver a infraestrutura necessária para aproveitar tal oportunidade e desenvolver o mercado de gás natural no Estado de forma econômica e competitiva.

Considerando as melhores expectativas de entrada desta oferta de gás, fica claro que o período 2015-2020 é crucial para o desenvolvimento de tais projetos de infraestrutura, de forma que o mercado consumidor possa ser plenamente beneficiado pelo incremento futuro na oferta.

Uma alternativa para endereçar tal desafio, por exemplo, seria o desenvolvimento de mais uma rota para o transporte ou transferência do Gás Natural localizado no extremo meridional da Bacia de Santos, chegando ao continente pelo litoral sul do Estado.

Tal alternativa pode trazer para o maior centro consumidor do país uma maior oferta de gás natural a qual, associada à capacidade de transporte já existente no Estado, pode acelerar e consolidar o desenvolvimento e a inserção deste insumo, beneficiando, inclusive a arrecadação tributária do Estado de São Paulo.

No âmbito regional, por sua vez, faz-se necessário o desenvolvimento da infraestrutura de distribuição, através de investimento das Concessionárias.

Ainda hoje se observa que extensas áreas do Estado de São Paulo, incluindo regiões atrativas para realização de investimentos, dadas as suas características locais, ambientais e de logística, ainda não contam com previsão de fornecimento de Gás Natural no horizonte até 2020.

Dessa forma o desenvolvimento da infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural deve ser coordenado a partir de uma política clara de desenvolvimento deste mercado, em linha com o descrito na nova política de gás natural desenvolvida e divulgada recentemente pelo governo estadual.

Os movimentos abaixo têm o potencial de alinhar agentes importantes para estimular o crescimento industrial e econômico do Estado de São Paulo a partir do desenvolvimento do mercado de gás natural. Portanto:

1. A disponibilidade local de gás natural, assim como infraestrutura básica, é fator decisivo para atração de novos investimentos para o Estado.

2. Neste aspecto, as distribuidoras locais (Concessionárias) tem papel fundamental para viabilizar investimentos na ampliação da rede de distribuição.
3. O governo paulista tem cobrado dos agentes da indústria do gás natural, o cumprimento dos planos estratégicos com vistas a dinamizar e equilibrar o desenvolvimento entre as diversas áreas de concessão, ampliando as possibilidades de atração de investimentos para as diferentes regiões do Estado.  
Tal orientação coloca São Paulo numa rota de maior competitividade, com potencial de ampliar a geração de empregos, estabelecendo um crescimento mais equânime e sustentado em todo o Estado.
4. A gestão regulatória é agora fundamental para que os planos de investimentos das Concessionárias para o próximo ciclo estabeleçam metas de expansão em consonância com as necessidades e oportunidades de oferta que se apresentam.
5. É preciso estabelecer mecanismos regulatórios que favoreçam e incentivem os investimentos pelas Concessionárias na expansão das redes e na ampliação do mercado consumidor.

Em suma, o Estado de São Paulo dispõe de uma legislação moderna, uma política de desenvolvimento energético desafiadora e haverá oferta de gás natural para atender esse cenário, de forma que se abre a possibilidade de ampliar-se ainda mais as redes de distribuição/transporte deste insumo.

Do lado da demanda, o Estado de São Paulo conta com três concessionárias de distribuição de gás canalizado, as quais estão aptas para atender o mercado consumidor em todo o seu potencial de desenvolvimento.

Neste contexto é papel fundamental da agência reguladora sinalizar para os agentes da cadeia do gás natural o potencial de desenvolvimento deste mercado a partir do estabelecimento de regras estáveis e equilibradas que estimulem os investimentos que os diversos atores deste mercado têm que realizar para que o mesmo atinja seu máximo potencial.

Este potencial é significativo, notadamente nos segmentos residencial e comercial, dada a grande densidade populacional que ainda não desfruta dos benefícios do gás natural. Estes segmentos são demandantes de investimentos e orientam o crescimento das redes de distribuição na maioria das regiões.

A partir daí cria-se um ciclo virtuoso de desenvolvimento na cadeia de gás natural, gerando benefícios inequívocos para todos os *stakeholders*.

## I. Considerações à Metodologia

### 1. Mercado (Item 3.1.1, página 12).

O poder concedente estabelece a oportunidade das concessionárias obterem uma rentabilidade autorizada (justa e razoável) desde que operem em condições eficientes.

Sob esta hipótese é que se estabelece o princípio de cálculo das tarifas:

$$Po = \frac{\text{Valor Presente da Receita Requerida Projetada Autorizada}}{\text{Valor Presente do Volume Projetado}}$$

O cálculo das tarifas é estabelecido “ex-ante”, de forma que variações dos custos aprovados (eficiências ou ineficiências) verificados dentro do ciclo tarifário (cinco anos), são tratadas como risco ou oportunidade para a empresa, estimulando esta, portanto, a sempre perseguir a fronteira de eficiência.

Neste aspecto o gerenciamento dos custos é de responsabilidade e controle da Concessionária e, portanto, sua gestão é considerada risco do negócio.

No caso do volume é fundamental observar que, dada uma portaria tarifária, a decisão de consumo não é gerenciável pela Concessionária. Esta decisão é sempre do cliente, baseada nas alternativas de consumo de energéticos disponíveis e nas variáveis do cenário externo que impactam os níveis de demanda e consumo.

A não observância destes aspectos no processo de debate do plano regulatório poderá implicar num potencial desequilíbrio econômico da concessionária já que a demanda não realizável impedirá a geração da Receita Requerida autorizada para viabilizar a sustentabilidade econômica e garantir a qualidade do serviço de distribuição de gás canalizado a ser disponibilizado ao Estado de São Paulo.

O objetivo desta contribuição é analisar a proposta da ARSESP para a metodologia de projeção do Mercado (projeção do volume de gás natural por segmento de mercado e total) que será aplicada no processo de Revisão Tarifária da Comgás, conforme estabelecido no ordenamento jurídico e no Contrato de Concessão (Contrato nº CSPE/01/99, de 31/05/99). Esta metodologia – dentre outras metodologias e critérios para o processo de Revisão Tarifária – foi apresentada na Nota Técnica RTG nº 002/2014, de 15/07/14, "Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo - Quarto Ciclo Tarifário".

## Metodologia de Projeção de Volumes na Determinação do Po

Naturalmente não é possível pensar que o volume realizado pela Concessionária e aquele projetado no plano regulatório serão absolutamente iguais, porém, é fundamental garantir que as projeções sejam ancoradas em premissas consistentes e que reflitam da melhor forma possível a melhor expectativa de desenvolvimento de cada um dos segmentos de mercado, olhando para a performance passada e levando em conta cenários possíveis e factíveis para o futuro.

Deve ser objetivo comum da concessionária e do regulador gerar projeções robustas que tragam, posteriormente, o menor desvio possível das estimativas em relação ao que de fato foi realizado.

Se assim não for, haverá uma diferença sistemática entre os valores projetados e os valores realizados, provocando ganho ou prejuízo ao concessionário.

No caso da Comgás, após a experiência de dois ciclos tarifários transcorridos, é possível identificar condições que foram utilizadas na determinação das tarifas que não se refletiram nos resultados realizados pela empresa, gerando, portanto, desequilíbrios que atentam contra a sustentabilidade da prestação do serviço.

Um destes desequilíbrios tem, justamente, origem no volume considerado no cálculo de tarifa, os quais foram definidos em patamares acima da capacidade de consumo do mercado, como pode ser observado abaixo.

## Análise das Revisões Tarifárias Anteriores

O quadro abaixo apresenta resultados comparados entre os volumes projetados pela ARSEP e COMGÁS nas revisões tarifárias anteriores:

Com volume das termoeletricas		
m <sup>3</sup>	Ciclo 2004 / 2009	Ciclo 2009 / 2014
Projeção Concessionária	22.249.300.000	24.995.301.841
Determinação do Regulador	26.329.600.000	26.601.771.511
Efetivamente Realizado	23.336.895.231	25.345.783.274
Diferença Regulador	2.992.704.769	1.255.988.237
Diferença Regulador (%)	13%	5%
Diferença Concessionária	-1.087.595.231	-350.481.433
Diferença Concessionária (%)	-5%	-1%
Sem volume das termoeletricas		
m <sup>3</sup>	Ciclo 2004 / 2009	Ciclo 2009 / 2014
Projeção Concessionária	21.140.000.000	24.447.501.841
Determinação do Regulador	25.220.300.000	25.734.987.934
Efetivamente Realizado	22.644.639.146	23.407.833.953
Diferença Regulador	2.575.660.854	2.327.153.981
Diferença Regulador (%)	11%	10%
Diferença Concessionária	-1.504.639.146	1.039.667.888
Diferença Concessionária (%)	-7%	4%

Nele se observam dois aspectos importantes:

- Os volumes aplicados na determinação de tarifas foram superiores aos efetivamente realizados gerando prejuízo à Concessionária.
- O nível de precisão da projeção da Concessionária é superior a do Regulador

É razoável pensar que o nível de acuracidade de projeção da Concessionária seja maior que o da ARSESP uma vez que há um contato contínuo e intenso da distribuidora com os clientes, de forma que a mesma consiga capturar, nos volumes projetados, aspectos microeconômicos, questões técnicas, características regionais, comerciais e de competitividade que dificilmente serão observadas a partir de projeções mais agregadas.

Adicionalmente, vale ressaltar que, em nenhuma das revisões tarifárias anteriores (2004 e 2009) a Agência explicitou as justificativas metodológicas para as adições de volume que determinou sobre as projeções da concessionária.<sup>1</sup>

Dessa forma, como já comentado, enquanto o volume previsto pela Concessionária mostrou-se alinhado à realidade, a demanda projetada pela ARSESP não foi atingida, na medida em que superestimou as condições efetivas de consumo do mercado.

Analisando a tabela anterior e sem considerar as diferenças no segmento termoeletrico, na prática a concessionária concedeu 11% e 10% de descontos aos seus clientes, pois o Po concedido deveria ter sido maior e compatível com um volume atingível.

Cabe salientar que, mesmo nestas condições, a Comgás sempre se manteve adimplente em todas as suas metas regulatórias, inclusive superando-as, o que reflete o compromisso da distribuidora com o desenvolvimento da concessão de forma eficiente, segura e confiável.

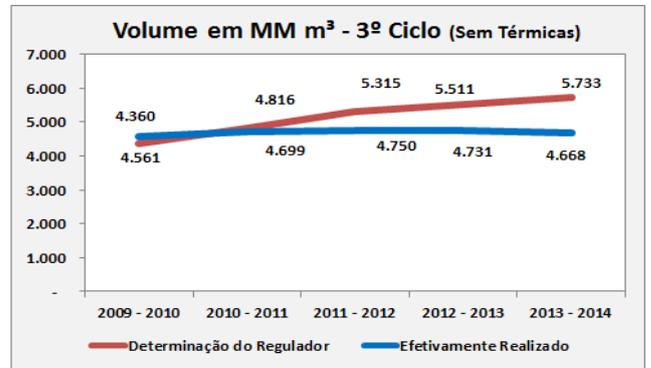
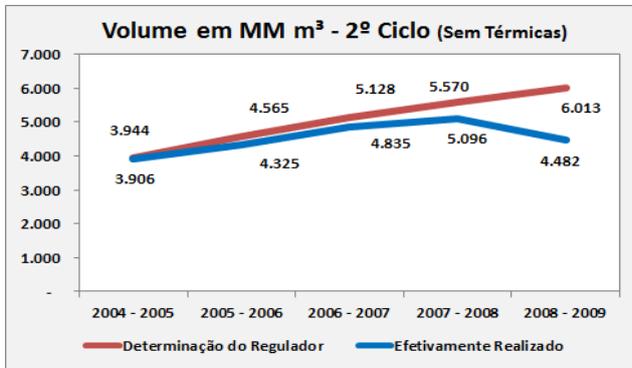
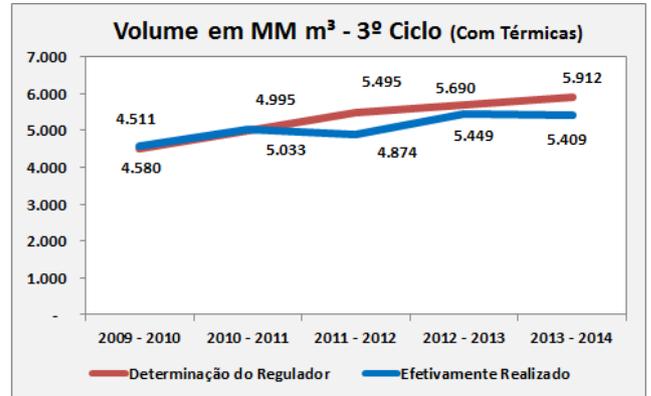
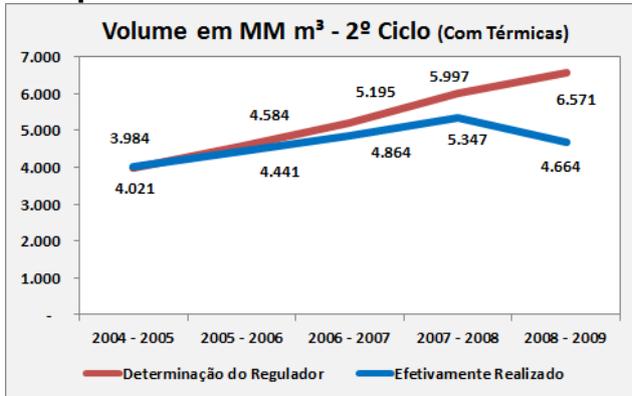
A questão discutida acima pode ser verificada nos quadros comparativos que seguem abaixo:

---

<sup>1</sup>. Na primeira Revisão Tarifária: i) na Nota Técnica nº 1, de 11/10/03, que trata da "*Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado (versão final)*", ii) na Nota Técnica nº 3, de janeiro 2004, que trata do "*Cálculo da Margem Máxima e Fator X da Comgás*" e iii) na Nota Técnica nº 4, de março 2004, trata da "*Proposta Revisada do Valor Inicial da Margem Máxima (Po), do Fator X e da Estrutura Tarifária da Comgás*".

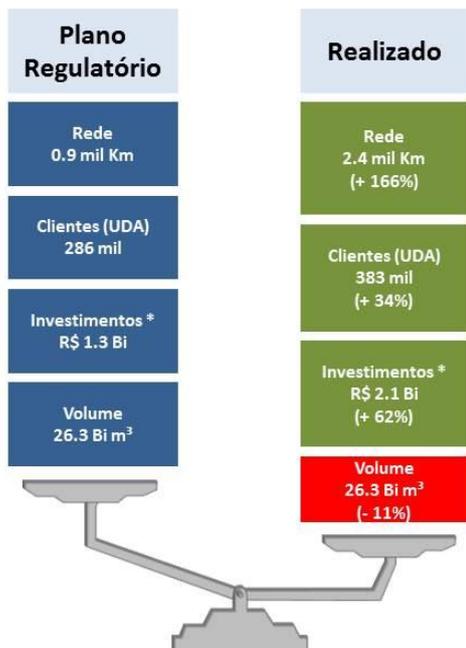
Na segunda Revisão Tarifária: i) na Nota Técnica nº RTM/02/2009 - "*Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, Terceiro Ciclo Tarifário*", de fevereiro (versão preliminar) e março (versão final) de 2009, que trata do detalhamento da metodologia utilizada na segunda Revisão Tarifária das concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo (Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural) e ii) na "*Nota Técnica Final - Revisão Tarifária da Comgás - Terceiro Ciclo Tarifário - Cálculo da Margem Máxima e Fator X*", de maio de 2009, que trata da decisão da ARSESP sobre esta Revisão Tarifária.

## Comparativo de Volume

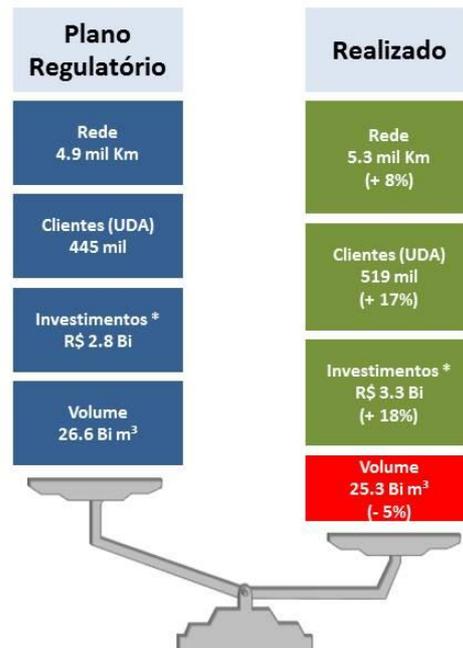


## Cumprimento do Plano de Negócios

2º ciclo tarifário – 2004 / 2009



3º ciclo tarifário – 2009 / 2014



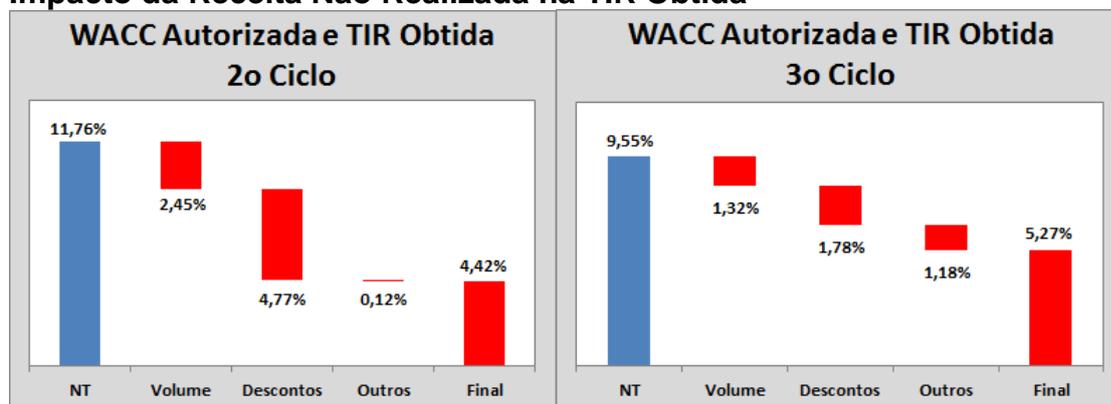
\* R\$ 2014

UDA = Unidade domiciliar autônoma

■ Superação da meta regulatória

■ Não atingimento da meta regulatória

## Impacto da Receita Não Realizada na TIR Obtida



## Princípios de Determinação dos Volumes Definidos na RTG nº 002/2014

Na Nota Técnica RTG nº 002/2014 a proposta da ARSESP para a metodologia de projeção do Mercado da concessionária estabelece:

"A avaliação do mercado para cada concessionária será realizada considerando:

- A evolução histórica e características do mercado existente
- A análise crítica do Plano de Negócios apresentado pela concessionária;
- Uma avaliação do mercado factível, através do levantamento de dados do mercado potencial na área de concessão, e a avaliação dos investimentos requeridos para atender novos clientes desse mercado, complementados com estudos de sensibilidade de preço (competitividade)."

Ainda, a ARSESP afirma – corretamente – que:

"Com base nas ferramentas indicadas, ter-se-á uma estimativa do mercado factível e dos investimentos necessários para atender esse mercado. Essa estimativa será finalmente calibrada considerando informação sobre o consumo de combustíveis concorrentes no Estado de São Paulo e na área de concessão, e a experiência da evolução do uso de gás natural em outros países de América Latina e no âmbito nacional."

Também a Agência define que:

"A avaliação do mercado será realizada para o mercado atual e o mercado potencial e integrará a consideração de:

- 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.”

E conclui que:

"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 proposto pela concessionária. Além dos dados fornecidos pelas concessionárias, as outras fontes para a informação utilizada na previsão do mercado serão fontes confiáveis de reconhecido prestígio e de acesso público."

A Comgás adere aos princípios de definição dos volumes a serem projetados para a determinação de tarifas desde que as análises supracitadas que embasam as projeções de demanda sejam expostas e detalhadas de forma objetiva e transparente para cada mercado consumidor. Além disso, requer que sejam incluídos nos modelos estimativas de aumento de eficiência energética dos clientes de todos os segmentos, dado que esta é uma realidade em todos os mercados consumidores e vários avanços foram feitos nos últimos anos.

### **Abordagens para a Projeção**

Em termos gerais, para determinar as projeções de demanda no âmbito de um processo de Revisão Tarifária é preciso:

- i) Que estas projeções não sejam “viesadas”. Isto significa que elas não subestimem ou sobrestimem a demanda e, portanto, não impliquem em subestimação ou sobrestimação das tarifas necessárias para garantir a obtenção da receita requerida pela concessionária;
- ii) Que estas projeções sejam as mais acuradas possíveis. Quanto menor for a acurácia dessas projeções maiores serão os riscos para a concessionária, o regulador e os consumidores.

Por estes aspectos, alheios a Concessionária, pleiteou-se (e não foi atendido) a incorporação do risco mercado/competição na taxa WACC, motivo pelo qual, reforça-se a necessidade dos conceitos de acuracidade e transparência.

### **Erros de Projeção:**

Segundo Hendry e Clements (2001), os erros de projeção podem surgir de diversas áreas, sendo as mais importantes no caso da demanda de gás natural, as seguintes:

- i) Incerteza em relação aos direcionadores do consumo como, por exemplo, condições climáticas, atividade econômica e população;

ii) incerteza em relação aos impactos dos direcionadores históricos no futuro como, por exemplo, se as condições climáticas, os aumentos tarifários, o consumo comercial e industrial irão ter o mesmo impacto observado no passado e;

iii) Impactos de alterações na política governamental, com efeitos sobre a estrutura de mercado, de preços relativos e o nível de produção e renda.

## **Bases para as Projeções**

Em geral, a atividade de projeção da demanda deve ser elaborada em quatro etapas fundamentais:

- i) Descrição das alterações no uso do gás ao longo do período analisado;
- ii) Entendimento dos principais direcionadores destas alterações, em particular, daqueles direcionadores que podem ser projetados;
- iii) Projeção dos direcionadores e, posteriormente, ajustes que reflitam o impacto de eventos não recorrentes como, por exemplo, alterações em políticas públicas e;
- iv) Revisão das projeções contra referências do tipo top-down como, por exemplo, o crescimento populacional e da atividade econômica.

Uma parte relevante desta atividade compreende a análise dos dados segmentados, de modo a identificar tendências de consumo em um nível muito mais preciso do que aquele possibilitado por dados agregados. Esta atividade ainda deve levar em consideração, é claro, juízos de valor.

## **Projeção da Demanda de Gás Natural**

A demanda por gás natural compreende, particularmente, o número de consumidores e o volume de gás consumido. Existem inúmeros direcionadores potenciais destas duas variáveis, mas, para a projeção da demanda, é necessário analisar apenas aqueles direcionadores que, por sua vez, podem ser projetados ou para os quais existem indicadores independentes de demanda disponíveis.

Por exemplo, se for caracterizado que o tamanho da residência é um indicador importante da demanda de gás natural pelo segmento residencial mas não houvessem projeções independentes do tamanho da residência ou maneiras de se projetar este tamanho, então esta variável não seria relevante para a elaboração das projeções para a demanda de gás.

Na literatura especializada e na prática internacional os principais direcionadores da demanda de gás natural analisados são os seguintes:

- i) Condições climáticas;

- ii) Crescimento populacional;
- iii) Nível da atividade econômica;
- iv) Natureza da atividade econômica dos clientes comerciais e industriais;
- v) Tipo e tamanho da residência (moradia);
- vi) Políticas governamentais;
- vii) Preço do gás e;
- viii) Preço de combustíveis substitutos.

A Tabela abaixo resume os impactos destes direcionadores.

### Direcionadores da demanda

Condições climáticas e hídricas	- o consumo é impactado pela temperatura, condições climáticas/pluviais e disponibilidade e política de utilização de recursos hídricos
Crescimento populacional	- o nível e a taxa de crescimento populacional é um dos mais importantes direcionadores da demanda
Nível da atividade econômica	- o consumo é afetado pelo nível de produção, renda e despesa (agregada e setorial), com elasticidades distintas ( <i>cross-section</i> e intertemporal)
Natureza da atividade econômica dos clientes comerciais e industriais	- a natureza (dispersão geográfica, concentração setorial, estado da tecnologia, possibilidade de substituição de insumos e produtos) é fundamental para a definição do consumo, em particular dos clientes comerciais e industriais
Tipo e tamanho da residência (moradia)	- o consumo varia com o tipo de residência
Políticas governamentais	- relacionadas com padrões construtivos e com uso do gás, em particular, com subsídios e tributos e políticas públicas direcionando utilização de insumos energéticos específicos
Preço do gás	- o preço da matéria prima é fundamental na definição do consumo
Preço de combustíveis substitutos	- principalmente, o GLP, óleo combustível, biomassa e a eletricidade
Projetos de Eficiência Energética	- avanços tecnológicos e de processos contribuem com o aumento do rendimento energético e produtivo, com efeitos sobre a demanda.

Por fim, é preciso ressaltar que existem diversos riscos que impactam as projeções de demanda. Estes riscos podem ser agrupados da seguinte forma:

- i) Riscos de que relações históricas estimadas não expressem a verdadeira relação, que estão considerados nos intervalos de confiança dos parâmetros estimados;
- ii) Riscos de que relações históricas não serão mantidas no futuro, incluindo os riscos de mudança na política governamental;
- iii) Riscos em torno de projeções individuais, como clima, estrutura da atividade econômica, tipo de residência, preço do gás natural e de combustíveis substitutos.

## **Incorporação do conhecimento do mercado na projeção de volume**

A Comgás entende que os métodos econométricos aportam um valor importante no entendimento das projeções agregada de volumes, mas o grande nível de precisão atingido pela Comgás nas duas revisões anteriores deve-se, fundamentalmente, à aprofundada visão técnica-comercial e à inteligência de mercado aportada ao processo de planejamento da companhia, que captura de forma robusta as expectativas em relação ao desenvolvimento de cada um dos diversos mercados em que atua.

Essas contribuições mostraram ser fundamentais para o nível de acuracidade dos volumes finais.

### **Proposta da Comgás:**

**Dado que essa assimetria de conhecimento poderia gerar diferenças nas projeções do regulador e da Concessionária incorporando subjetividades, a Comgás propõe a aplicação de um mecanismo de comparação de desvios das projeções em relação aos valores que sejam efetivamente realizados, para incentivar a procura de assertividade e convergência dos volumes a serem projetados.**

O funcionamento deste mecanismo se explica no **Anexo III (Sliding Scale)**.

### **Resgate do Equilíbrio Econômico da Concessionária**

O gás natural, sob o ponto de vista econômico, é um produto sujeito às forças de mercado como vários outros, ou seja, sua elasticidade de preço é menor do que zero. Isto significa que uma queda de preços gera um aumento de consumo e vice-versa.

Sendo assim, o volume finalmente obtido, resultante da aplicação dos descontos, é maior caso os mesmos não tivessem sido aplicados.

Considerando que os volumes históricos constituem a base da projeção para a determinação de tarifas durante o processo de Revisão Tarifária, os quais foram decorrentes da aplicação de descontos atualmente vigentes na Comgás (face a distorção dos preços relativos dos energéticos alternativos), a não consideração deste efeito gera um desequilíbrio na equação fundamental do contrato de concessão pois, na determinação do Po, utiliza-se:

**Po = Receita Requerida Autorizada / Volume Total (volume com e sem descontos)**

O princípio de cálculo das tarifas descrito assume a aplicação de tarifas teto (sem desconto comercial) para todos os usuários. Nos dois últimos ciclos tarifários verificou-se que a equação que finalmente é exercida pela concessionária difere daquela originalmente (e teoricamente) adotada no cálculo de tarifas, da seguinte forma:

$$\text{Receita Obtida} = Po * (1 - \text{descontos}) * \text{Volume}$$

Onde:

$$\text{descontos} > 0$$

Para corrigir esta inconsistência existem duas opções:

- 1- Construir uma projeção de volumes sem considerar os volumes que requerem descontos e com este volume calcular o Po;
- 2- Manter o critério de projeção de volumes mais incorporar o efeito dos descontos no cálculo das tarifas.

Para julgar a aplicação de descontos, sob o ponto de vista regulatório, para contribuir com o bem estar social, ou seja, do conjunto de clientes, vale responder:

Para os clientes de gás canalizado é melhor ou pior que a Concessionária tenha aplicado os descontos?

A resposta é que, caso a Concessionária aplicasse somente as tarifas teto, todos os clientes com desconto tenderiam a encontrar uma fonte de energia substituta mais barata e conseqüentemente não consumiriam o gás natural.

Desta maneira haveria um menor volume para repartir os mesmos custos, resultando em uma tarifa maior para todos os demais clientes remanescentes.

Portanto, os clientes que pagam tarifa teto ficam melhor (pagam tarifas teto menores) pelo fato de se incluir os volumes, no cálculo tarifário, daqueles clientes que gozam de descontos, pois, apesar de não contribuírem na mesma proporção que o restante dos clientes, apresentam uma contribuição marginal positiva.

Neste caso, o desejável é que o princípio de bem-estar geral prevaleça sobre o princípio de tarifa uniforme para todos os clientes e, portanto, propõem-se considerar a aplicação dos descontos no cálculo do Po.

**Proposta da Comgás:**

- 1. Que sejam compartilhados os critérios de projeção entre Regulador e Regulado;**
- 2. Que se considere os “descontos comerciais” sobre o volume a ser adotado no cálculo do Po.**

## **2. Custos Operacionais (OPEX) e Segregação de Custos de Comercialização (Item 3.1.2, página 13).**

### **2.1. Custos Operacionais (OPEX)**

#### **Tratamento da Provisão dos Créditos de Liquidação Duvidosa (PDD)**

A provisão para créditos de liquidação duvidosa, também chamada de provisão para devedores duvidosos, é uma estimativa que tem o intuito refletir as perdas esperadas nas Contas a Receber da concessionária.

Dessa maneira, assim como as demais despesas operacionais da concessionária previstas para o ciclo tarifário, essa provisão reflete o real impacto no seu fluxo de caixa de títulos que não serão recebidos.

#### **Justificativas para Reconhecimento dos Créditos de Liquidação Duvidosa**

A ARSESP já tem o entendimento de que esse impacto no fluxo de caixa não pode ser desconsiderado, conforme pode ser lido na nota técnica nº 01/2013 da revisão da SABESP:

“Por se tratar, portanto, de um pagamento a prazo, é legítimo reconhecer-se como custo a ser ressarcido pelas tarifas um valor limite para as contas consideradas incobráveis, desde que o sistema comercial atenda a padrões desejáveis de eficiência, especialmente no que se refere a faturamento e cobrança dos serviços prestados aos usuários. Esse valor limite de receitas irrecuperáveis a ser contemplado nas tarifas se denomina Receitas Irrecuperáveis Regulatórias.”

Além da ARSESP, reguladores de outros setores também têm entendimento semelhante quanto à necessidade de compor a receita requerida das concessionárias de serviços públicos. A ANEEL entende ser necessário considerar a inadimplência na composição da Receita Requerida e na Nota Técnica no. 270/2010-SRE/ANEEL aborda o tratamento regulatório para as “receitas irrecuperáveis”:

“A receita irrecuperável (RI), que é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que possivelmente não será arrecadada em função de inadimplemento por parte dos consumidores, é considerada item de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Em verdade, na medida em que representa uma perda financeira, pode ser considerada como um custo para empresa e, portanto, passível de ser considerada na composição da tarifa.”

#### **Proposta Comgás:**

**Conforme argumentado acima, o provisionamento reflete a melhor estimativa de perda de fluxo de caixa que a concessionária terá durante o ciclo, afetando diretamente seu equilíbrio econômico-financeiro, e por conta disso, é imprescindível que os montantes projetados a título de PDD sejam considerados no Plano de Negócios Regulatório e que componham a Receita Requerida para o ciclo.**

## **2.2. Segregação de Custos de Comercialização**

As propostas metodológicas sobre o tema Comercialização serão abordadas no item 9 deste documento.

### **3. Base Tarifária / Base de Remuneração Regulatória Líquida (Item 3.1.3, página 14).**

O objetivo desta contribuição é analisar a proposta da ARSESP para a metodologia da Base de Remuneração Regulatória - BRR que será aplicada no processo de Revisão Tarifária da Comgás, conforme estabelecido no ordenamento jurídico e no Contrato de Concessão (Contrato nº CSPE/01/99, de 31/05/99)<sup>2</sup>.

Em linha com nosso Ofício nº OF-CR-573-14, protocolado em 22 de Outubro de 2014, e considerando que na presente metodologia a ARSESP não concluiu, de maneira definitiva e fundamentada, qual o tratamento a ser dado à BRRL, mais especificamente no que se refere à aplicação ou não do Valor Mínimo Regulatório (“VEM”), já que, conforme informado pela própria Agência, a questão ainda esta sob análise da Procuradoria Geral do Estado (“PGE”), **a Comgas não se manifestará de maneira conclusiva até que sejam sanadas as questões apontadas por meio do procedimento legal adequado.**

Não obstante o acima exposto, em relação às ponderações que a ARSESP indicou sobre o assunto na proposta de metodologia de Revisão Tarifária posta em consulta pública<sup>3</sup>, podemos comentar, na medida do que já nos foi apresentado, o quanto segue.

**Sob o aspecto legal**, a desconsideração do VEM cogitada na Revisão Tarifária em curso não deve prosperar, pelas seguintes razões:

#### **(a) Aplicação do Contrato de Concessão e Equilíbrio Econômico-Financeiro**

O regulador argumenta que *“transcorrido já cerca de 50% do prazo de concessão, a ARSESP considera que **as concessões alcançaram maturidade suficiente para aplicação estrita do contrato de concessão em razão da evolução dos mercados e da própria base de ativos.**”*

Ocorre que a aplicação estrita do contrato de concessão é o que vem sendo feito por essa Agência desde a concessão, com a aplicação do VEM para definição da Base de Remuneração Regulatória, e a alteração dessa metodologia pretendida agora por essa Agência é justamente negar a aplicação do Contrato de Concessão.

O Contrato de Concessão (que é um contrato de adesão, não permitindo negociação pelo ente privado) foi formatado prevendo que o cálculo da rentabilidade da concessionária considerará sua base de ativos necessária para a assunção e

---

<sup>3</sup> *Na metodologia proposta para esta revisão, transcorrido já cerca de 50% do prazo de concessão, a ARSESP considera que as concessões alcançaram maturidade suficiente para aplicação estrita do contrato de concessão em razão da evolução dos mercados e da própria base de ativos. Conforme o contrato de concessão, o regulador deve avaliar e rever a base de ativos apresentada pela Concessionária para garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço, e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente.*

execução do Contrato de Concessão. A base de ativos na época da privatização foi definida pelo Poder Concedente como o Valor Econômico Mínimo (“VEM”), restando tal conceito, portanto, fixado em contrato e exigível de ambas as partes, Poder Concedente e Concessionária.

O Edital de privatização da Comgás também ratificou esse entendimento, tratando expressamente do tema no caderno de perguntas e respostas (Pergunta 98) que integra referido Edital e o Contrato de Concessão.

Assim, todo o arcabouço jurídico (Contrato de Concessão, Edital e legislação aplicável) que regula a Concessão e que vincula essa Agência (princípio da vinculação ao Edital) e a concessionária, estabelecem, como uma das bases do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, que eventual diferença entre o Valor da Base de Ativos da futura concessionária e o VEM não prejudicará em termos reais as margens da Concessionária.

Como não poderia ser diferente, a própria ARSESP já analisou com profundidade o tema e se posicionou de maneira definitiva ao responder os pedidos de reconsideração feitos pela ASPACER e FIESP, que tinham como objetivo reverter a Deliberação da Diretoria Colegiada nº 63/2009 (publicada no Diário Oficial do Estado em 30/05/2009), que aprovou a Revisão Tarifária para o 3º ciclo tarifário com o VEM. Em ambos os pleitos, a ARSESP esclareceu de maneira acertada que:

**“Não tem fundamento, portanto, a afirmação da requerente de que inexistiria comando legal apto a respaldar a aplicação do VEM na base de remuneração dos ativos da concessionária Comgás – mencionado na Pergunta 98 – no âmbito dos processos de Revisão Tarifária da concessionária Comgás.**

**O princípio da vinculação, já destacado, impõe que os três instrumentos: Edital nº AS/F/805/99, Contrato de Concessão e Esclarecimentos ao Edital (Pergunta 98) – sejam lidos de maneira concatenada e integrada para fins da prestação do serviço público concedido(...)**

**Da mesma forma, a leitura isolada do Contrato de Concessão, excluindo-se dele o Edital nº AS/F/805/99 e os esclarecimentos prestados, contraria os princípios norteadores da concessão, que, inclusive para efeitos tarifários, impõem que seja considerado o instrumento da concessão e o edital de licitação.**

**Este conjunto de instrumentos jurídicos foi responsável por indicar ao ente regulador as condições iniciais pactuadas entre as partes, incluindo o equilíbrio econômico-financeiro original do contrato, decorrente da proposta vencedora da licitação, e que deverá ser preservado ao longo de sua execução, assim como as demais regras previstas.**

Portanto, caso a ARSESP não considere o VEM até o final do prazo de concessão, estará incorrendo em flagrante ilegalidade, dando ensejo à quebra da segurança jurídica contratual e respeito aos atos jurídicos perfeitos, e já cobertos pelo instituto da prescrição, pelo decurso do tempo.

**(b) Equilíbrio Econômico-Financeiro**

Pelos argumentos acima expostos, caso a ARSESP decida desconsiderar o VEM, o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão estará diretamente comprometido, permitindo que a Concessionária (i) reveja/diminua proporcionalmente suas obrigações contratuais, até que o equilíbrio entre encargos e retribuição financeira (tarifa) da Concessionária, calibrado pelo Poder Concedente no ato da concessão, seja reestabelecido, e (ii) seja ressarcida pelos prejuízos decorrentes de tal desequilíbrio econômico-financeiro.

Nesse sentido, é importante lembrar que a forma de apuração do ponto de equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão firmado pela Comgás foi definido pelo Poder Concedente 15 anos atrás, sendo obrigação da Agência Reguladora preservar tal equilíbrio, especialmente nas revisões tarifárias que ocorrem a cada 5 anos. Não atuando dessa maneira, a Agência Reguladora estará afetando não só a concessionária, mas também os consumidores de forma geral, pois a quebra do equilíbrio econômico financeiro coloca em risco o abastecimento dos atuais consumidores, compromete novos investimentos em expansão, bem como gera a expectativa dos consumidores serem obrigados a pagar num futuro próximo uma tarifa elevada abruptamente, para recompor o desequilíbrio gerado por um ato ilegal da Agência Reguladora.

**(c) Das Responsabilidades dos Gestores Públicos e da Agência Reguladora**

A alteração das regras contratuais estipuladas em editais e serviços públicos dessa magnitude e com grande impacto na população em geral, representam evidente responsabilidade pessoal dos Agentes Públicos, sempre que tais alterações forem feitas sem justificativa legal ou técnica (o decurso do tempo não representa essa hipótese), ou mesmo contrariando a previsão constitucional e contratual.

Trata-se de desvio de finalidade e função. Rever e fiscalizar os aspectos técnicos e operacionais da prestação do serviço, conforme previstos nas funções dessa Agência Reguladora, não pode ser confundido com revisão da metodologia e dos parâmetros de remuneração da Concessionária e de Revisão Tarifária, vinculados ao Contrato e previstos no Edital.

Essa investida da Agência de alterar unilateralmente a metodologia para Revisão Tarifária das concessionárias de serviço público, em especial da Comgás, do que fora contratado em 31 de maio de 1999, originado do Edital nº AS/F/805/99, (como indicado no Edital de Consulta Pública n. 03/2014, e conteúdo da Nota Técnica RTG n.002/2014), configurará a reponsabilidade direta dos Agentes Públicos envolvidos, por clara violação do previsto na legislação, como citado anteriormente, mas especialmente pelos prejuízos que forem causados à concessionária e consumidores pela quebra das regras do "Contrato de Adesão", proposto pelo próprio Estado.

Esse ato será reconhecido e classificado como descumprimento pelo Estado do que pactuou, via ente de fiscalização, com consequências e lesão à economia pública nesse segmento. Essa pretensão de alteração das regras tarifárias ignora que os contratos celebrados pelo Estado devem ser cumpridos para que não se instaure o império da insegurança jurídica.

A onerosidade de todo contrato de concessão celebrado pelo Estado está atrelada a um contexto histórico, econômico e jurídico cujas regras de adesão oferecidas aos interessados não podem ser alteradas no curso do processo, por vontade do gestor ou ente fiscalizador.

Qualquer alegação sobre alteração das regras tarifárias e ou do equilíbrio econômico financeiro do contrato, firmado em 1999, ratificarão a própria torpeza do Estado, pois o contrato de concessão, o processo de leilão dos ativos e fase de esclarecimentos (perguntas e repostas) sobre todo processo foram propostos e liderados em caráter "imperativo" pelo próprio ente público.

É simplesmente o próprio Poder Concedente e agentes de regulação que estão vinculados ao cumprimento do que fora pactuado. Essa vinculação constitucional tem razão jurídica, política e econômica para existir. A vinculação do Poder Concedente e entes de regulação ao que foi firmado contratualmente serve para evitar justamente os desvios de finalidade, de função e desmandos econômicos de quem ocupa o cargo durante os longos períodos de concessão.

A metodologia de Revisão Tarifária já utilizada para todos os ciclos de Revisão Tarifária anteriores deve ser mantida, nos termos do Contrato de Concessão, na Quinta Subcláusula da Cláusula Décima Primeira, e constitui verdadeiro (e já exercido desde 1999) direito adquirido da Concessionária, e não pode ser simplesmente desconsiderada pelo ente fiscalizador, em especial pela atual gestão, sob pena de caracterizar inobservância dos deveres legais e regulamentares.

A lei protege o direito da Administração Pública de rever os seus atos, desde que respeitado o direito adquirido e a perfeição do ato. Não há o que ser revisto no presente ciclo (2014-2019), no tocante à metodologia e aplicação do VEM. A forma de rever os atos administrativos não se dá por meio da desídia /ou do desrespeito ao que fora pactuado.

**Sob o aspecto econômico**, mesmo que juridicamente fosse possível que a ARSESP alterasse unilateralmente um dos pilares que sustenta o equilíbrio econômico financeiro do Contrato de Concessão (o que se admite apenas para fins de debate), a Comgás deseja tecer os seguintes comentários:

Uma vez definido o prazo da concessão – e dadas as tarifas iniciais – a definição e mensuração da BRR devem ser consistentes com ele.

Em outras palavras, tanto o retorno "do" como o retorno "sobre" a base de ativos devem ter cobertura tarifária.

Isso implica em que, uma vez definida a BRR inicial e o esquema de depreciação associado a ela, deve ser assegurada – sob pena de desequilíbrio contratual, que implicaria em indenização à concessionária – a manutenção das condições inicialmente estabelecidas.

Em outras palavras, a vida útil regulatória dos bens vinculados ao serviço deve, portanto, ser compatível com os prazos regulatórios estabelecidos e com o marco regulatório definido (MM com tarifas teto) para a remuneração da concessionária.

A manifestação da ARSESP de que já foi transcorrido "cerca de 50% do prazo da concessão" ignora três aspectos fundamentais:

- 1) O Contrato de Concessão estabelece na Cláusula 5ª que a concessão de exploração do serviço de distribuição de gás canalizado tem prazo de vigência de 30 anos, mas, na Primeira subcláusula agrega que, sujeito às condições de regularidade e qualidade dos serviços prestados pela Concessionária, o prazo da concessão poderá ser prorrogado uma única vez, por 20 anos, mediante requerimento da Concessionária. Se não podemos desde já confirmar a renovação (por mais 20 anos) do Contrato de Concessão, de igual sorte não podemos afastar essa possibilidade desde já, desmantelando o argumento de que 15 anos configuram 50% do prazo de concessão;
- 2) Partindo do disposto nas Notas Técnicas da primeira Revisão Tarifária, novamente reforçado nas Notas Técnicas da segunda Revisão Tarifária se depreende que o prazo transcorrido não foi suficiente para a transferência integral do valor econômico dos ativos (razão econômica fundamental do princípio de retorno de e sobre o capital investido). Isto aplica não tão somente aos ativos iniciais (incluindo o VEM) quanto também aos investimentos efetuados até o presente. Portanto, a interrupção dessa cobertura implicará em desequilíbrio econômico-financeiro prejudicial à concessionária que deverá ser compensado;
- 3) Por fim, não pode se falar de maturidade quando a base atual de clientes da concessionária é de 1,3 milhões, face um mercado potencial de 9,0 milhões de clientes.

#### 4. Custo de Capital e Estrutura de Capital (Item 3.1.5, página 18).

Sua determinação justa e equitativa é decisiva para a realização do plano de expansão da Concessionária com vistas a atender os Planos de Governo.

O processo de determinação do valor publicado no dia 31 de outubro de 2014 através da Nota Técnica RTG02/2014 iniciou-se com a Consulta Pública 02/2014 com encerramento no 30/06/2014, sem ter havido até o presente qualquer informação por parte do regulador das conclusões sobre as contribuições recebidas na ARSESP.

Embora exista uma lacuna processual, o Regulador produziu as seguintes alterações acima da sua própria proposta inicial, conforme segue abaixo:

ARSESP	Proposta	Racional	Final	Racional	Justificativa para Mudança
<b>Alavancagem</b>	<b>60.00%</b>	Média Geral das empresas de EE	<b>55.00%</b>	Média Empr / BRR est (2009 - 2013) = 56.2%	
<i>Taxa Livre de Risco</i>	3.91%	Média US treasury (Jan-2000 / Dez-2013)	5.93%	Média US treasury (Jan-1984 / Dez-2013)	Representar as séries no longo prazo.
<i>Beta ajustado por risco regulatório</i>	0.78	Desalavancado da OFGEM = 0.39	0.71	Desalavancado da OFGEM = 0.39	
<i>Premio de risco de mercado</i>	6.77%	Média S&P 500 (1926 / 2012)	6.67%	Média S&P 500 (1984 / 2013)	Contraditório com justificativa anterior.
<i>Premio de risco Brasil</i>	4.69%	Média EMBI+Brasil (Jan-2000 / Dez-2013)	3.32%	Mediana EMBI+Brasil (Jan-1999 / Dez-2013)	Justificativa sem sentido matemático.
<b>Custo de Capital Próprio</b>	<b>13.88%</b>		<b>13.99%</b>		
<i>Taxa Livre de Risco</i>	3.91%		5.93%		
<i>Premio de Risco Brasil</i>	4.69%		3.32%		
<i>Spread Corporativo</i>	2.82%	Média Spread entre BBB- e BB- (2000 / 2013)	2.00%	Média Spread BBB- (1999 / 2013)	Mudança no grau de investimento sem justificativa.
<b>Custo de Dívida antes de impostos</b>	<b>11.41%</b>		<b>11.25%</b>		
<b>Impostos</b>	<b>34.00%</b>		<b>34.00%</b>		
<b>Custo de Capital Nominal</b>	<b>10.07%</b>		<b>10.38%</b>		
<b>Inflação Americana</b>	<b>1.77%</b>	Média prospectiva FED, OCDE, BM, NU, FMI, etc	<b>2.16%</b>	Análise histórica Tbond-10 x Tbond-10IA	Mudança de critério sem justificativa.
<b>WACC</b>	<b>8.15%</b>		<b>8.04%</b>		

Dado que não foram apresentadas justificativas para as mudanças adotadas na determinação do WACC, a Comgás se reserva o direito a não se manifestar até a disponibilização das mesmas. A princípio a remuneração proposta não está alinhada com o volume de investimentos que a expansão e o risco do negócio requerem.

### 5. Capital de Giro (Item 3.1.6, página 18).

A proposta da ARSESP, baseada na metodologia adotada pela Agência Reguladora Federal dos Estados Unidos – FERC, dita que a concessionária deve apresentar um estudo específico que justifique o reconhecimento do Capital de Giro para fins da Revisão Tarifária.

Esse estudo, conhecido como “*lead-lag study*”, tem a finalidade de demonstrar a efetiva existência de defasagem entre o pagamento das despesas e o recebimento das receitas operacionais da concessionária, através da comparação do prazo médio de recebimento e do prazo médio de pagamento.

O estudo sugerido pela ARSESP é utilizado pela FERC no mercado americano de transporte de gás e energia, e não leva em consideração algumas especificidades do mercado brasileiro. Devido à legislação e regulação nacionais, há diferenças que precisariam ter reflexo nos cálculos resultantes do estudo.

Conforme a metodologia adotada pela FERC, a determinação do prazo médio de recebimento é feita levando-se em conta somente as Contas a Receber pelo serviço prestado. No entanto, no caso da Comgás, o Ativo Circulante<sup>4</sup> operacional é composto conforme o quadro abaixo:

	%
CLIENTES	47.3%
CONTA CORRENTE - REGULATÓRIA	26.0%
IMPOSTOS A COMPENSAR	16.7%
GAS/TRANSP PAGO NÃO RETIRADO	10.0%

Conforme demonstrado, outros itens diferentes do principal item avaliado no estudo compõem mais de 50% do Ativo Circulante<sup>5</sup> da Comgás, e por conta disso propomos a realização do “*lead-lag study*” incluindo os itens i) Conta Corrente Regulatória, ii) Impostos a Compensar e iii) Gás/Transporte Pago e Não Retirado na determinação do prazo médio de recebimento.

Os resultados do estudo realizado conforme estas condições serão adicionados ao Plano de Negócios da Concessionária para o quarto ciclo tarifário e apresentados oportunamente para aprovação do Regulador durante o processo de Revisão Tarifaria Quinquenal.

<sup>4</sup> Sem Disponibilidades.

<sup>5</sup> Sem Disponibilidades.

**Proposta da Comgás:**

**Adotar o “*lead/lag study*” conforme proposto, levando também em conta na determinação do prazo médio de recebimento os itens do Ativo Circulante:**

- i) Conta Corrente Regulatória;**
- ii) Impostos a Compensar e;**
- iii) Gás/Transporte Pago e Não Retirado.**

## **6. Perdas (Item 3.1.7, página 18).**

A metodologia propõe a definição de um percentual de perdas, ponderado por pressão, considerando as características e a idade das redes, baseado em valores aceitos em experiência nacional e internacional.

O processo de apuração das perdas de gás natural em sistemas de distribuição é bastante complexo e dependente de vários ajustes decorrentes da caracterização físico-química do gás, dos sistemas de medição da companhia distribuidora (responsável pela medição do gás vendido), dos sistemas de medição da companhia transportadora (responsável pela medição do gás comprado), da “apuração das perdas técnicas” que são estimadas por metodologias indiretas além de fraudes nos medidores e no processo de faturamento.

Além disso, a concessionária corre risco sobre o custo de gás, já que não controla essa variável. Para tanto, sugere que seja considerada a necessidade de reconhecimento de uma atualização do custo de gás para cobrir esse risco.

Dependendo do porte e complexidade dos sistemas de distribuição de gás natural operado pelas companhias distribuidoras, tomando como exemplo a Comgás que possui mais de 11.000 km de redes construídas com distintos materiais (aço, polietileno e ferro fundido), operando em diferentes níveis de pressão e mais de 1.000.000 de medidores, não será possível seguir a metodologia proposta, pois não há medidores instalados nas ERP - Estações de Redução de Pressão. Para casos como este, só é possível estimar ou calcular as perdas considerando o sistema de distribuição como um todo e não ponderando suas porções por níveis de pressão de operação das redes, pois não há dados diretos de medição disponíveis para efetuar estes cálculos.

Para definição dos níveis de perdas em cada sistema de distribuição, considerando o número de empresas operando no Brasil e os níveis de maturidade das empresas (poucas empresas, redes relativamente novas e pequenas) propomos que os valores de referência sejam buscados em mercados maduros e com um número significativo de empresas do porte da Comgás.

O DOT – Department of Transportation publica anualmente, através de seu órgão subordinado, o PHMSA – Pipeline Hazardous Materials Safety and Administration, entre muitas informações, os dados relativos a perdas de todas as companhias distribuidoras americanas de gás canalizado. Tendo em vista a riqueza de dados disponíveis é possível estratificar estes dados comparando empresas de diversos portes e características.

Pelo fato de as perdas serem inerentes aos sistemas de distribuição, consideramos que o mais adequado para indicar o percentual que pode ser repassado para as tarifas seja obtido através de benchmarking realizado com empresas similares, que possuam porte e complexidade equivalente às Distribuidoras em processo de Revisão Tarifária, e sugerimos que seja adotado o ponto médio do benchmarking de referência.

Para realizar o benchmarking sugerimos que seja adotado o dado “Unaccounted Gas” dos anos de “2010 a 2013 do Distribution Annual Data” de compilação do PHMSA e disponível em seu site. Com o intuito de melhorar os indicadores estatísticos, sugerimos ainda que a base seja estratificada, selecionando uma amostra de empresas com características semelhantes às da Comgás e que possuam redes de aço, polietileno e ferro fundido.

Como pode ser observado na tabela abaixo, a média de perdas, de todas as empresas que reportam (1362 empresas) este indicador foi de:

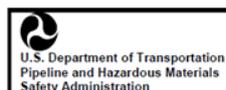
- 2010 – 2,37%;
- 2011 – 2,47%;
- 2012 – 2,94% e
- 2013 – 2,27%.

Considerando apenas as empresas que possuem redes com os três tipos de materiais (aço, polietileno e ferro fundido), observa-se um universo de 143 empresas.

As perdas desse universo reduzido foi de:

- 2010 – 2,04%;
- 2011 – 2,07%;
- 2012 – 2,03% e
- 2013 – 2,14%.

DoT_total Cast Iron	2010	2011	2012	2013	Média 2010/13
Média de PERCENT_UNACC_GAS	2,04	2,07	2,03	2,14	2,07
DesvPad de PERCENT_UNACC_GAS	2,30	3,18	3,68	3,63	
Amount of Operators with cast Iron	160	153	145	143	
DoT_total All Pipe Materials	2010	2011	2012	2013	
Média de PERCENT_UNACC_GAS	2,37	2,47	2,94	2,27	2,51
DesvPad de PERCENT_UNACC_GAS	4,83	5,60	16,13	4,23	
Amount of Operators	1.324	1.336	1.357	1.362	



ANÁLISE DESCRITIVA

PERCENT_UNACC_GAS	DoT_Total	DoT_CastIron	PROPOSTA CG
2013	1362 Empresas	143 Empresas	Comgas
<b>Média</b>	2,27	2,14	2,07
Erro padrão	0,11	0,30	
Mediana	1,00	1,40	
Modo	0,00	0,00	
<b>Desvio padrão</b>	4,23	3,63	1,00
Variância da amostra	17,88	13,20	
Curtose	38,68	48,52	
Assimetria	4,98	6,16	
Intervalo	54,00	34,39	
Mínimo	0,00	0,00	
Máximo	54,00	34,39	
Soma	3088,62	306,36	
Contagem	1362,00	143,00	
Nível de confiança(95,0%)	0,22	0,60	

**Proposta da Comgás:**

**Propomos que a média dos últimos quatro anos observada para este grupo de 143 empresas, de 2,07%, resultante do benchmarking acima, seja adotada como nível de Perdas projetado para a Comgás no 4º Ciclo Tarifário. Como esse estudo está baseado em um benchmarking realizado com empresas dos EUA, que são, reconhecidamente, um país com grande zelo normativo e com aplicações de tecnologias inovadoras, podemos afirmar que esta média representa o “estado da arte” na medição em sistemas complexos como o da Comgás e que representa o limite tecnológico aplicável à metrologia de gases.**

Esta metodologia incentivará as distribuidoras a buscarem a máxima eficiência na operação dos seus ativos de medição e de rede, até os limites técnicos associados às suas características específicas.

Caberia agregar que as perdas futuras sempre terão além das de origens meramente técnicas, também as derivadas de questões vinculadas com erros de medição de entrada e saída, aquelas decorrentes de acidentes provocados por terceiros (Sabesp, CET, etc) e aquelas decorrente de fraudes e desvios de fluxo de gas pela adulteração das redes de fornecimento.

## 7. Fator X (Item 3.1.9, página 20).

### 1.) Contribuições gerais à metodologia proposta pela ARSESP

Existem diversas metodologias que permitem calcular o valor do Fator X. Uma delas é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), onde o valor do Fator X se determina de maneira tal que a empresa possa oferecer um serviço adequado e eficiente obtendo uma taxa de rentabilidade adequada ao risco do negócio. Essa é uma abordagem prospectiva, na qual o Fator X se determina através das projeções de mercado, custos e receitas da empresa, e assim a mesma possa realizar os programas de investimento projetados.

A segunda metodologia considera um enfoque retrospectivo e consiste na obtenção do Fator X mediante uma análise da evolução histórica da relação produtos/insumos de uma empresa ou indústria. Essa metodologia, denominada Produtividade Total dos Fatores (PTF), utiliza a produtividade passada como predição da produtividade futura. Dentro dessa metodologia, existem diversos mecanismos para determinar a PTF, sendo o de números índices o de maior uso, e dentro deles, os de Malmquist e Törnqvist<sup>6</sup>.

A ARSESP propõe calcular o Fator X em duas etapas (NT RTG N° 002/2014):

- *“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 OPEX.”*

Desta forma, a ARSESP escolheu a metodologia de PTF para determinar o Fator X. Porém, é importante vincular essa metodologia com a utilizada para determinar a tarifa base ou P0, sendo essa última definida como:

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

<sup>6</sup> A diferença básica entre ambos os métodos é que possuem diferentes formas de agregação dos produtos.

Onde:

BRRL<sub>0</sub>: Base de Remuneração Regulatória Líquida (descontadas as depreciações) no início do ciclo (ano 0);

BRRL<sub>5</sub>: Base de Remuneração Regulatória Líquida (descontadas as depreciações) no final do ciclo (ano 5);

r<sub>wacc</sub>: custo de capital depois de impostos;

OPEX<sub>i</sub>: custos operação e manutenção, administração e comercialização no ano i;

CAPEX<sub>i</sub>: investimentos no ano i;

ODESP<sub>i</sub>: outras despesas, gastos e impostos no ano i;

D<sub>i</sub>: depreciação no ano t;

V<sub>i</sub>: volume de m<sup>3</sup> de gás canalizado distribuído no ano t;

t: taxa de impostos;

i: cada ano do período do ciclo tarifário.

O Po é calculado a partir de uma metodologia prospectiva, que justamente se corresponde com a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

Portanto, no momento da vinculação das metodologias utilizadas para determinar o Po e o Fator X é muito importante identificar os critérios para definir os valores das variáveis que se incorporam no FCD (OPEX, CAPEX, Mercado), para não duplicar os efeitos que logo serão aplicados no Fator X. Isto é, deve ser eliminada a duplicidade dos repasses de ganhos de produtividade aos usuários (ex. primeiro na determinação dos custos operacionais eficientes e depois, novamente, na definição do fator X), interferindo no equilíbrio da empresa.

Os efeitos que compõem a variação da produtividade e que podem duplicar-se são:

1. Eficiência Técnica: representa a habilidade de cada empresa para situar-se na fronteira de eficiência;
2. Evolução Técnica: representa o aumento (diminuição) nas quantidades de produtos (insumos) que ocorreu no período analisado como consequência das melhorias tecnológicas adotadas pela empresa;

3. Eficiência de Escala: representa a existência ou não de economias de escala.

Segundo a NT RTG N° 002/2014:

*“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) *Avaliação dos custos envolvidos nos processos e sua comparação, quando possível, com preços e custos de mercado.*
- 4) *Avaliação de indicadores de produtividade e comparação, quando possível, com os de outras empresas nacionais ou de outros países.*
- 5) *Análise crítica da evolução histórica dos custos da Concessionária em função da escala.*

*“A análise realizada permitirá determinar o nível eficiente de OPEX que será aceito no FCD para cada ano no Plano de Negócios do Quarto Ciclo.”*

Conclui-se que, na determinação dos custos operacionais utilizados no FCD, a ARSESP aplicará critérios de eficiência a partir da comparação com preços e custos de mercado, avaliação de indicadores de produtividade e comparação com outras empresas, assim como, análise histórica em função da escala.

No referido à definição dos investimentos, a mesma NT RTG N° 002/2014 menciona: Em relação aos investimentos do Terceiro Ciclo:

*“Quanto à análise dos valores totais dos investimentos realizados durante o Terceiro Ciclo, 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.”*

Em relação aos investimentos a serem incorporados no FCD, a NT menciona:

*“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”. Estes investimentos também constituem um insumo para a determinação do nível tarifário, Po aprovado.*

Neste sentido, a Concessionária deverá apresentar o Plano de Negócios conforme requerido pela ARSESP.

“A ARSESP realizará a análise de prudência dos investimentos previstos conforme o mercado atendido e a razoabilidade dos preços estimados.”

De forma semelhante à definição dos custos operacionais, sobre os investimentos a serem considerados na base de remuneração e no FCD, a ARSESP também aplicará critérios de eficiência a partir de análises de custos, utilidade e relação com o mercado atendido.

Da análise detalhada acima, **conclui-se que todos os componentes da variação da produtividade, isto é, eficiência técnica, evolução técnica e eficiência de escala, já estão sendo considerados no FCD utilizado para a definição do P0.** Assim, o Fator X já se encontra implícito na determinação do P0.

Portanto, quando a ARSESP destaca na NT:

*“Na medida em que o nível de custos operacionais considerado em cada ano já incluirá a redução por ganhos de escala, deverão ser descontados do Fator X, calculado com base na Produtividade Total dos Fatores, os ganhos de produtividade associados à escala.”*

Podemos afirmar que o parágrafo acima está incompleto, dado que, na realidade, não somente os ganhos de escala estão sendo considerados no FCD senão também as eficiências técnica e tecnológica, sendo que se aplicam sobre os custos operacionais e também sobre custos de capital. Assim, **não deverá ser aplicado o Fator X proposto pela ARSESP porque já está sendo considerado implicitamente no cálculo do P0.**

Em diversos países da América Latina (entre eles Panamá, Chile/Saneamento, Colômbia/Saneamento, Argentina, Guatemala, El Salvador, etc.) o Fator X já é considerado no cálculo da tarifa média do período tarifário (de 4 ou 5 anos). Portanto, nos reajustes tarifários somente se aplica a variação dos índices de preços.

## 2. Contribuições particulares à proposta do Fator X

As contribuições apresentadas neste item focam na análise da metodologia proposta pela ARSESP para a determinação do Fator X, supondo neste caso, que não existem os problemas oriundos da sua vinculação com a metodologia de cálculo do Po como foi definido anteriormente.

### Abordagem histórica x abordagem prospectiva

Na página 21, a NT RTG N° 02/2014 define:

“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 mencionado anteriormente, a metodologia de PTF se baseia numa análise da evolução histórica entre a relação produtos/insumos de uma empresa ou indústria, tendo como vantagem a redução dos problemas de informação assimétrica. Porém, a PTF supõe que os ganhos de produtividade do próximo período serão similares aos do período anterior. Caso ambos os ciclos fossem diferentes (quanto ao crescimento dos produtos, variação da eficiência ou mudança da tecnologia), existe o risco de medir incorretamente os ganhos de produtividade das empresas e incluir um valor do Fator X não adequado à realidade. Caso este procedimento subestimasse os ganhos de produtividade, as empresas se beneficiarão. No entanto, caso o ganho de produtividade seja sobrestimado, as empresas poderão ter seu equilíbrio econômico-financeiro comprometido.

Quando não existem mudanças estruturais fortes na indústria, a evolução histórica da produtividade pode ser uma boa aproximação dos ganhos de produtividade esperados para o futuro. No caso que sejam observadas frequentes mudanças na indústria, a informação histórica é menos adequada.

Nos setores regulados de gás natural e saneamento (coleta e tratamento de esgoto) os níveis de serviço são relativamente baixos e existem fortes investimentos de expansão, os quais, incorporam maior volatilidade na produtividade em comparação com o setor de eletricidade, por exemplo.

Sendo assim, no setor de gás natural recomenda-se a aplicação de metodologias que incorporem os valores projetados do mercado, investimentos e custos operacionais. Propõe-se aplicar a metodologia da PTF, mencionada pela ARSESP, mas considerando os valores históricos conjuntamente com os valores projetados, utilizados na determinação do P0.

### Correção da formulação para cálculo da PTF

O item 3.1.9.3 da NT RTG N° 02/2014 indica:

*“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 Törnqvist da etapa 1;*

*$\varepsilon$ : é a elasticidade de escala a ser determinada pela ARSESP, após uma análise crítica da informação histórica das concessionárias, considerando sua razoabilidade. O valor a ser considerado no cálculo do Fator X guardará*

correlação com aquele aplicado para determinar os OPEX eficientes do Plano de Negócios.

$\partial y$ : é a variação percentual dos produtos ou escala da concessionária no período considerado.

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

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

Entende-se que a formulação acima possui um erro, pois, utilizando essa última equação o valor de X seria igual somente ao ajuste da elasticidade de escala. **A formulação correta seria:**

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

Onde:

$\Delta PTF$ : variação do índice de Törnqvist da etapa 1.

### Ajuste pela elasticidade de escala

A ARSESP destaca que a elasticidade de escala será definida “... após uma análise crítica da informação histórica das concessionárias, considerando sua razoabilidade. O valor a ser considerado no cálculo do Fator X guardará correlação com aquele aplicado para determinar os OPEX eficientes do Plano de Negócios.”.

A partir da definição, não está claro se será utilizada somente a informação histórica ou serão utilizados os dados incorporados no FCD para a determinação do P0.

É importante destacar que **deve existir uma vinculação entre a elasticidade de escala ( $\varepsilon$ ) incorporada no Po e a elasticidade de escala que se quer deduzir do índice de Törnqvist (PTF).** Esse objetivo não será simples de atingir caso o índice de Törnqvist seja calculado a partir dos dados históricos e o Po incorpore valores projetados.

**Para ter maior consistência entre a elasticidade de escala incorporada no Po e na PTF, destaca-se novamente que a PTF, assim como a elasticidade de escala, devem ser calculadas considerando o período histórico em forma conjunta com o período projetado.**

## Participação dos produtos

Devido a que estão sendo utilizados três produtos no cálculo da produtividade, devem definir-se os pesos ou participações desses produtos.

A NT RTG N° 02/2014 menciona:

*“Consideram-se as seguintes participações desses produtos:*

- *Quantidade de clientes: 0,50*
- *Volume distribuído (m<sup>3</sup>): 0,25*
- *Extensão da rede (km): 0,25*

*A ARSESP avaliará esses ponderadores diante da informação a ser apresentada pelas Concessionárias.”.*

Os pesos definidos pela ARSESP são arbitrários e não possuem sustentação técnica ou constatação empírica.

Existem diferentes alternativas para estimar esses pesos, uma delas é fazer uma regressão do logaritmo do custo em função do logaritmo dos diferentes produtos. Assim, os coeficientes dos produtos (que sejam estatisticamente significativos) podem utilizar-se para definir suas participações.

A partir da base de dados das empresas CEG+CEG Rio, Comgás e GNSPS para os anos 2009-2013, foram regredidos os custos totais (custo operacional + custo de capital) a partir do volume de gás natural, o número de consumidores e os quilômetros de rede. A regressão que melhor explica os custos totais foi a seguinte:

### Análise de regressão para definir as participações dos produtos

```
. xtreg lntot lnvol lncli , re
```

Random-effects GLS regression  
Group variable: id

R-sq: within = 0.3038  
between = 1.0000  
overall = 0.9956

Random effects u\_i ~ Gaussian  
corr(u\_i, X) = 0 (assumed)

Number of obs = 18  
Number of groups = 3  
obs per group: min = 6  
avg = 6.0  
max = 6

wald chi2(2) = 3395.50  
Prob > chi2 = 0.0000

lntot	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
lnvol	.4687645	.0838691	5.59	0.000	.304384	.633145
lncli	.3932836	.0512661	7.67	0.000	.2928039	.4937634
_cons	-1.969739	.1476009	-13.35	0.000	-2.259032	-1.680447
sigma_u	0					
sigma_e	.07731408					
rho	0	(fraction of variance due to u_i)				

As variáveis estatisticamente significativas são o volume de gás natural e a quantidade de consumidores, as quais, apresentaram os seguintes pesos ou participações:

### Participações dos produtos estatisticamente significativos

Variável	Coeficiente	Participação
Volume (m <sup>3</sup> )	0.47	54%
Clientes (#)	0.39	46%

O resultado coincide com a maioria dos trabalhos empíricos que tentam explicar os custos totais a partir de diferentes produtos, onde o volume e quantidade de consumidores são as variáveis mais significativas, e sendo os quilômetros de rede estatisticamente não significativos.

**Propõe-se utilizar análises de regressão, como apresentada acima, para definir as participações dos produtos.** Essas análises permitirão incorporar maior precisão e objetividade na determinação do Fator X.

### **Patamares regulatórios do Fator X**

No item 3.1.9.1 da NT RTG N° 02/2014 se menciona:

*“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%, respectivamente<sup>4</sup>. Essa proposta responde ao fato que os ganhos de produtividade futuros são 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.”*

Os valores mínimos e máximos foram obtidos das estimações detalhadas no relatório da CEPA “*Productivity Improvements in Distribution Networks Operators*” do ano 2003. Esses valores foram estimados a partir da análise na variação dos insumos e produtos dos Operadores de Rede de Distribuição (DNO's) do Reino Unido para período 1991-2001. Destaca-se no relatório que foram atingidos excepcionais ganhos de produtividade no período 1999-2000 devido à privatização das empresas e se espera que esses ganhos sejam inferiores no futuro.

Devido às características do relatório do CEPA mencionadas acima, recomenda-se não utilizar os valores apresentados no mesmo.

Além do comentário anterior, **não existe justificativa em fixar um piso para o Fator X, pois, não só a teoria, senão também a evidência empírica, demonstram que esse fator poderia adotar também valores negativos.**

## Conclusão

Em termos de contribuição a Comgás entende que a proposta de desenvolvimento do cálculo do Fator X está falha se não forem corrigidas as contribuições particulares apontadas, sendo elas:

- **Abordagem histórica x abordagem prospectiva:** Propõe-se aplicar a metodologia da PTF, mencionada pela ARSESP, mas considerando os valores históricos conjuntamente com os valores projetados, utilizados na determinação do P0;
- **Correção da formulação para o cálculo da PTF:** A formulação do Fator X, definida na página 23 da Nota Técnica, deve ser corrigida;
- **Ajuste pela elasticidade de escala:** Para ter maior consistência entre a elasticidade de escala incorporada no Po e na PTF, destaca-se novamente que a PTF, assim como a elasticidade de escala, devem ser calculadas considerando o período histórico em forma conjunta com o período projetado;
- **Participações dos produtos:** Propõe-se utilizar análises de regressão para definir as participações dos produtos, permitindo incorporar maior precisão e objetividade à determinação do Fator X.

- **Patamares regulatórios do Fator X:** Não existe justificativa em fixar um valor mínimo para o Fator X já que não só a teoria, senão também a evidência empírica, demonstra que esse fator pode ser até negativo.

**Proposta da Comgás:**

**A análise conjunta das metodologias propostas pela ARSESP para o cálculo do Po e do Fator X permite identificar que todos os componentes da variação da produtividade, eficiência técnica, evolução técnica e eficiência de escala, já estão sendo considerados no FCD utilizado para a definição do P0. Assim, não deverá aplicar-se o Fator X proposto pela ARSESP, pois já está sendo considerado no P0.**

A aplicação da proposta metodológica da ARSESP incorporará uma incorreta penalidade originada pela duplicidade dos efeitos da produtividade que estão sendo considerados quando se aplicam, em forma conjunta, a metodologia do FCD para o cálculo do P0, e a do Fator X.

Caso a ARSESP deseje explicitar os ganhos de produtividade que deverão ser compartilhados com os usuários, deverá expurgar os efeitos do Fator X do FCD que está sendo utilizado para o cálculo da tarifa média.

## 8. Estrutura Tarifária (Item 3.2, página 23)

De forma geral, a ARSESP mantém a proposta metodológica observada nas Revisões Tarifárias anteriores. Basicamente, estabelece os Princípios Tarifários que deverão nortear a proposta da concessionária, bem como o roteiro a ser seguido para a alocação de custos de distribuição e comercialização, na formação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e sua aderência a Estrutura Tarifária.

Além disso, prevê a possibilidade da criação de uma tarifa trinomial em substituição a atual tarifa para Alto Fator de Carga.

Reiteradamente, a Comgás sempre apresentou suas propostas tarifárias suportadas por todos os requerimentos exigidos pela Metodologia, demonstrando minuciosamente todos os aspectos que a levaram a propositura, conforme exige o item 3.2.2.5, reproduzido abaixo:

### *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.*

Não obstante, em todas as oportunidades, o regulador aplicou alterações à proposta original, sendo que, em raras ocasiões, acatou as contra argumentações da concessionária para mantê-las, em que pese toda a fundamentação apresentada, baseada no acúmulo de experiência direta com o mercado e toda a dinâmica que rege o seu comportamento, além de profundos estudos mercadológicos que capturam os seus hábitos e expectativas, como esforços já reconhecidos para inserir o gás natural de forma mais pujante na matriz energética paulista.

Considerando que as tarifas, além do objetivo de recuperar os custos econômicos (Receita Requerida) da operação da concessionária, contém sua estratégia de expansão para universalizar o serviço e buscar a escala que beneficiará a todo o conjunto de clientes, inserida num ambiente de forte concorrência com os energéticos alternativos, muitas vezes subsidiados, conforme explorado no item II – Considerações Adicionais à Metodologia (página 81):

### **Proposta da Comgás:**

**Qualquer alteração da proposta tarifária apresentada pela concessionária deverá ser acompanhada de uma justificativa contendo o mesmo grau de detalhamento da argumentação apresentada, para cada um dos itens alterados, observando os princípios tarifários definidos.**

**9. Cálculo das Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição e do Encargo de Comercialização a incluir nas Tarifas (Item 3.2.2, página 24).**

O modelo previsto pelo regulador no Estado de São Paulo é de liberalização parcial do mercado, uma vez que apenas uma parte dos clientes pode tornar-se livre para escolher seu comercializador. Neste modelo, a distribuidora continuará prestando todas as atividades relacionadas à distribuição.

A estrutura da Concessionária para prestar o serviço de distribuição não deve diminuir, uma vez que continuará sendo prestada para todos os demais clientes. Por outro lado, algumas novas atividades deverão ser acrescentadas ou se tornarão mais complexas.

Solicitamos, portanto, a revisão dos critérios de definição da TUSD, tendo em vista que a abertura de mercado não reduz o escopo das atividades prestadas pela Concessionária para os clientes livres, muito pelo contrário, pois torna mais complexa a operação do sistema de distribuição e as atividades administrativas relacionadas ao controle necessário para o adequado atendimento aos usuários livres, conforme demonstrado abaixo.

A estrutura da Empresa para realizar a atividade de compra de gás não terá alteração alguma pelo fato de deixar de negociar os contratos de suprimento para os clientes que tornarem-se livres. Pelo contrário, os custos podem até mesmo aumentar, uma vez que os contratos existentes terão que sofrer alterações para adequarem-se à nova situação e passarão a existir uma gama maior de contratos que gerarão maiores necessidades de administração.

- **Atendimento comercial**

O atendimento comercial para os clientes livres deve continuar existindo, uma vez que o serviço de distribuição de gás continuará sendo prestado e qualquer problema identificado pelo cliente sempre deve envolver a Concessionária.

- **Medição e faturamento**

É comum discutir-se que, uma vez aberto o mercado, as atividades de leitura de medidores, arrecadação e cobrança poderiam ser feitas por outras empresas, que não as Concessionárias. No caso do mercado brasileiro de gás, esta é uma solução pouco racional do ponto de vista econômico, uma vez que a quantidade de clientes potencialmente livres é pequena comparada ao número total de clientes das concessionárias.

A leitura e medição feita pelas concessionárias geram grandes vantagens de escala. Além disto, é essencial a manutenção dos medidores como parte dos ativos das concessionárias, de forma a garantir o controle do fluxo de gás e a administração do sistema de distribuição pela concessionária.

Em resumo, o mercado em geral deverá tornar-se mais complexo. Serão necessários mais controles administrativos, além de investimentos adicionais em sistemas de monitoramento e controle e gestão de diversos tipos de contrato.

Os investimentos adicionais a serem realizados em cada estação dos clientes que se tornarem livres são resumidos nos itens abaixo:

- Instalação de sistema de transmissão de dados por satélite (telemetria por satélite);
- Sistema nobreak<sup>7</sup>;
- Construção de abrigo<sup>8</sup> instalação de válvula de bloqueio;
- Computador de vazão ou mini PLC<sup>9</sup> adequação da instrumentação e integração com a Sala de Controle.

Além destes investimentos adicionais, existe a necessidade de adequar algumas atividades e áreas para o atendimento do mercado livre. As áreas e as novas atividades estão relacionadas abaixo:

#### **Suprimento e distribuição de gás**

- Monitoramento periódico dos riscos de migração de clientes (predisposição de saída);
- Administração dos contratos dos clientes livres com base nas informações diárias de consumo;

Todos os monitoramentos e controles citados acima só serão factíveis no momento em que houver a figura do operador do sistema de transporte nacional que suprirá às concessionárias, comercializadores e clientes livres das informações diárias necessárias para o adequado funcionamento do Mercado Livre (administração do balanço do fluxo de gás no sistema, do balanço de todos os contratos, das nomeações, penalidades e demais controles).

#### **Jurídico**

- Apoio à área de suprimento de gás em relação às exposições nos contratos com os fornecedores e em possíveis negociações entre concessionária, comercializadores e clientes livres, visto que as regras do mercado livre ainda não estão completamente definidas.

#### **Sala de Controle**

- Monitoramento diário do consumo dos clientes livres e cativos;

---

<sup>7</sup> O sistema de no-break só é instalado em clientes que tem transmissão de dados por satélite, pois o satélite precisa alimentação de energia externa, e conseqüentemente um sistema de no-break. Os demais clientes tem transmissão de dados por GPRS, onde a alimentação de energia é por bateria e painel solar.

<sup>8</sup> Os demais clientes que tem transmissão de dados por GPRS não necessita de abrigo, pois é "mais simples", a telemetria é instalada em cima de um poste.

<sup>9</sup> Os demais clientes que tem transmissão de dados por GPRS não precisam deste equipamento, pois a comunicação é feita direto com o PTZ, sendo uma solução "mais simplificada", sendo restrito o monitoramento somente das variáveis que estão no PTZ e não sendo possível o acionamento remoto de válvulas de bloqueio.

- Monitoramento diário das entrega de gás nos city gates, identificando volumes do mercado livre e cativo; acompanhamento da nominação, consumo e exposição diária de retirada a maior/ menor dos clientes livres;
- Monitoramento em tempo real e permanente da situação de line-pack do sistema de distribuição, assim como a operacionalização remota e imediata das restrições e/ou cortes de fornecimento para clientes que excedam seus volumes de direito;
- Apuração mensal dos consumos por contrato dos clientes livres (livre e/ ou firme);
- Acompanhamento operacional dos consumos contratuais dos clientes livres.

### **Faturamento**

- Acompanhamento e análise das leituras diárias recebidas e definição do faturamento de acordo com as regras do mercado livre e definições contratuais;
- Acompanhamento e controle do faturamento dos clientes livres (apenas com distribuição) e aqueles que possuem parte do consumo no mercado cativo e parte no livre.

### **Comercial**

- Controle de condições contratuais, dados de consumo, dados de tarifas de distribuição para cada cliente livre.

### **Manutenção**

- Manutenção do sistema Scada/ Sistema PI Osisoft. Apoio à equipe de manutenção do sistema de telemetria, execução e apoio em serviços de automação em CRM's e apoio a equipe de programação com o uso do PI;
- Manutenções das telemetrias dos CRM's.

Este posicionamento legitima-se quando utilizamos o setor elétrico como benchmarking, onde a TUSD preserva 100% da margem das Distribuidoras. Além disso, reduções impositivas de margem entre os setores cativos e livre, configura um subsídio factual para fomentar “artificialmente” o desenvolvimento do mercado livre, cujo fundamento de funcionamento, baseado na decisão de risco retorno do cliente livre, deveria ser referenciado ao custo de molécula de GN mais barato (e não da margem menor).

### Proposta da Comgás:

**Os clientes que optarem por tornarem-se livres devem pagar 100% da margem de distribuição, acrescida do impacto dos investimentos e custos adicionais (descritos acima), já que a sua migração não traz qualquer redução de custo para o sistema (ao contrário), idêntico ao que já acontece no setor de distribuição elétrica.**

**Adicionalmente, propomos a regulamentação de pontos adicionais que seguem.**

### Pontos Adicionais

Entendemos que são necessárias algumas condições adicionais para que o modelo de abertura de mercado estabelecido no Estado de São Paulo se desenvolva, quais sejam:

- Concorrência no mercado atacadista (produção e oferta de gás diversificada e não concentrada num único agente), esta condição é necessária para que os agentes de comercialização tenham possibilidade de escolher diferentes condições para os contratos de compra de gás e, conseqüentemente, ofereçam preços competitivos aos clientes finais;
- Informação ao regulador dos preços e condições dos contratos de compra de gás firmados entre os agentes; caso o mercado atacadista não seja suficientemente concorrencial, é necessário que o regulador tenha acesso às condições dos contratos firmados, com o objetivo de barrar posturas concorrenciais desleais;
- Efetivo livre acesso à infraestrutura de transporte de gás;
- Criação de um ente nacional para o controle dos balanços físico e financeiros decorrentes do fluxo de gás; um ente nacional é requerido uma vez que a regulação dos sistemas de distribuição é de âmbito dos estados da federação, enquanto o sistema de transporte é regulado no âmbito nacional.

Considerando-se as condições do mercado de gás canalizado neste momento, abaixo listamos as propostas para adequações na regulamentação existente.

### Requisitos para enquadramento na condição de Consumidor Livre

A Deliberação ARSESP nº 231, de 26-05-2011, dispõe sobre as condições de prestação do serviço de distribuição de gás canalizado a usuários livres. O 19º artigo destaca a regulamentação para um usuário tornar-se usuário livre, na área de concessão da Comgás, que se resume no quadro abaixo:

Volume elegível: 300.000 m<sup>3</sup>/mês

Contratos assinados	Data de migração	Aviso de migração	Arrependimento da migração
Antes de 31/05/09	Após término do contrato	2 anos	6 meses após o aviso de migração
Depois de 31/05/09	Cumprimento de 2/3 do contrato		
Depois de 31/05/11	Após término do contrato	6 meses	3 meses após o aviso de migração

Consta do contrato de concessão que os usuários que quiserem se tornar livres devem manifestar-se com antecedência mínima de dois anos, na forma da regulamentação a ser emitida pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP<sup>10</sup>.

Sugere-se com isso reavaliar as condições de migração previstas na Deliberação nº 231, determinando como condições essenciais os seguintes aspectos:

- i. Que o usuário potencialmente livre envie notificação de aviso de migração com antecedência mínima de 2 (dois) anos, conforme consta no contrato de concessão;
- ii. Que o usuário potencialmente livre tenha cumprido o seu contrato de cliente cativo com a Concessionária até seu final antes de migrar para o mercado livre;
- iii. Que o volume máximo de migração regulamentado no 23º artigo da Deliberação nº 231<sup>11</sup> seja mantido para o período do 4º ciclo regulatório.
- iv. Que o aviso de migração só tenha validade caso não existam pendências financeiras com a Concessionária distribuidora de gás;

<sup>10</sup> Contrato de Concessão No CSPE/001/99 para Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Natural (Comgás), cláusula 5ª.

**Oitava Subcláusula** – Os usuários que desejarem tornar-se usuários livres, a partir da data de encerramento do período de exclusividade, nos termos da Sétima Subcláusula desta Cláusula, devem se manifestar com uma antecedência mínima de dois anos.

**Nona Subcláusula** - Entende-se por usuário livre aquele que pode adquirir os serviços de comercialização de gás canalizado, da CONCESSIONÁRIA ou de outros prestadores, na forma da regulamentação a ser editada pela CSPE.

<sup>11</sup> Art. 23 - Os volumes de gás canalizado direcionado ao MERCADO LIVRE não poderão exceder, nos três primeiros anos do início do MERCADO LIVRE, 30% do volume total vendido a usuários, subtraído os volumes vendidos aos segmentos residenciais, comerciais e termoeletrico, no ano calendário anterior ao da aplicação. § 1º - Excepcionalmente no primeiro ano do MERCADO LIVRE da COMGÁS e da GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A o limite será de 10%

- v. Para voltar a comprar gás da distribuidora, o cliente livre deve notificá-la com antecedência mínima de 2 (dois) anos. A concessionária pode aceitar o cliente antes deste prazo, desde que exista gás disponível.

### Proposta da Comgás:

**Para evitar que eventuais saldos gerados por consumidores que se tornarem livres sejam repassados aos clientes que permanecerem no mercado cativo, propomos que o cliente, antes de migrar para o mercado livre, liquide o saldo individual a favor ou contra que tenha gerado de conta-gráfica<sup>12</sup>.**

---

<sup>12</sup> O Contrato de Concessão da COMGÁS determina que não haja ganhos ou perdas na aquisição do Gás (Pg) e do Transporte (Pt), pela Concessionária. A contabilização das referidas diferenças é realizada por meio de uma Conta Gráfica.

A Conta Gráfica é um instrumento usual de compensação, essencial para o processo de regulação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Este instrumento resguarda não apenas o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, mas também a estabilidade tarifária. Os valores contidos na Conta Gráfica são repassados aos usuários através da criação de uma parcela de recuperação/devolução.

**10. Determinação das TUSD e Encargos Tarifários (Item 3.2.2.2, página 24).**

Como propõe a ARSESP, os usuários que optarem por ser atendidos pela distribuidora no mercado regulado deverão arcar com o resultado da soma da TUSD e dos encargos de comercialização. Os clientes que optarem por tornarem-se livres não pagarão o encargo de comercialização e pagarão os custos dos investimentos e despesas adicionais, conforme descrito acima. Desta forma:

**Proposta da Comgás:**

**O cálculo da receita requerida de comercialização deve ser feito por segmento de mercado. Os segmentos residencial e comercial, não sujeitos a abertura (conforme definido nos contratos de concessão para a Distribuição de Gás no Estado de São Paulo) devem permanecer fazendo o pagamento da tarifa de distribuição em sua totalidade. Os outros segmentos, sujeitos a abertura, devem ter os custos de comercialização identificados, assim como os investimentos e despesas relacionados às atividades adicionais para atender aos clientes que optarem por tornarem-se livres.**

É importante mencionar também que o consumidor livre deverá disponibilizar no ponto de recepção a quantidade de gás para seu consumo acrescido do volume correspondente ao percentual de perdas estabelecido para a Concessionária. Além disto, caso seja necessária a instalação de uma ou mais unidades compressoras para movimentação do gás no sistema de distribuição para o atendimento do consumidor livre, ao percentual acima poderá ser adicionado o consumo destas unidades.

### 11. TUSD e Descontos (Item 3.2.2.2, página 25).

Está estabelecido na segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão que é facultativo a Concessionária a aplicação de desconto na tarifa, conforme segue:

*“Segunda Subcláusula - Fica facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às tetos fixadas pela CSPE, nos seguintes termos:*

- I. desde que não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro;*
- II. resguardadas as condições constantes na Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda;” (A CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento discriminatório, inclusive tarifário, a usuários em situações similares. Não se consideram discriminatórias diferenças de tratamento que possam existir nas seguintes situações: diferentes classes e modalidades de serviços; localização dos usuários; ou diferentes condições de prestação do serviço.)*

Atualmente encontra-se vigente a obrigatoriedade da concessionária conceder desconto determinado pela ARSESP aos Usuários Livres, conforme Artigo 3º da Deliberação ARSESP nº 231, que precisa ser mudada:

Art. 3º - Os USUÁRIOS LIVRES, Autoprodutor ou Autoimportador farão uso dos SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO da respectiva CONCESSIONÁRIA, cabendo a esta a cobrança da TUSD.

(...)

§ 2º - Fica facultado, ressalvado o previsto no § 4º deste artigo, à CONCESSIONÁRIA aplicar tarifa inferior à TUSD fixada pela ARSESP, desde que não implique em pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação de equilíbrio econômico-financeiro da prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO.

(...)

§ 4º - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a praticar aos USUÁRIOS LIVRES descontos médios ponderados sobre os valores de TUSD teto fixada pela ARSESP de modo a refletir o desconto médio ponderado com os mesmos percentuais aplicados aos potenciais USUÁRIOS LIVRES, dentro de classes de consumo a serem estabelecidas.

O desconto compulsório a usuários livres, além de violar a legislação vigente, é prejudicial ao mercado de gás de São Paulo com graves prejuízos à Concessionária e aos usuários em geral. Isso por que:

- Esta obrigatoriedade não guarda relação com os princípios da razoabilidade, proporcionalidade e da eficiência, uma vez que significará transferência injustificada dos descontos atualmente oferecidos à parte

dos usuários cativos, independente da avaliação das condições dos clientes livres.

- Essa regra acarretaria, na prática, a estipulação de uma nova tarifa teto, diferente daquela definida de acordo com a metodologia de cálculo da margem. Isso porque a Concessionária estaria impedida de realizar a receita requerida autorizada e que serviu de base para o cálculo de suas tarifas-teto. Nesse caso, os descontos passariam então de uma faculdade da Concessionária para uma obrigação, em desacordo com o estabelecido na segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão.
- A cobrança de tarifas inferiores as teto, que passaria a ser uma “obrigação” da Concessionária e não mera “faculdade” geraria um impacto adverso à concessão, sendo que, nessa hipótese, seria necessária a alteração do item I da Subcláusula acima, uma vez que é direito da Concessionária receber a devida compensação para o restabelecimento do equilíbrio econômico financeiro, nos termos da legislação vigente (art. 9º, §4º da Lei 8.987/95).
- A proposta do Regulador aplicada a novos usuários que nasçam na condição de usuários livres concederia direito a um desconto arbitrário pela simples aplicação desta regra, sem que houvesse qualquer avaliação das suas condições, tal e como acontece quando a Concessionária pactua descontos comerciais com qualquer outro cliente.

A Comgás apresentou seu posicionamento contra esta determinação, identificando as razões e os prejuízos decorrentes da aplicação desta regra (correspondência OF-CR-218/11, de 18/5/2011, anexa).

### Proposta da Comgás:

**Não deve ser obrigatória a concessão de descontos médios dos clientes cativos para os clientes que se tornarem livres. O incentivo para a migração ao mercado livre deve vir da oferta de gás mais barato e não de uma redução forçada de margem da distribuidora, sem fundamento econômico, afetando o equilíbrio econômico financeiro do Contrato.**

Não vigorando a proposta da Comgás acima indicada, haverá desequilíbrio econômico financeiro do Contrato de Concessão, dando ensejo, por conseguinte, ao direito de pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação de equilíbrio econômico-financeiro da prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, o que o § 2º do Artigo 3º da Deliberação acima mencionada busca afastar.

**12. TUSD específica para Consumidor Livre, Autoimportador ou Autoprodutor com rede dedicada (Item 3.2.2.2, página 26).**

A concessionária entende que Consumidor Livre deve estar sujeito a Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conforme as sugestões da Comgás em relação aos itens 3.1, 3.2.2, 3.2.2.3 da Nota Técnica ARSESP RTG No 002/2014.

Já para os clientes classificados como autoimportadores ou autoprodutores, solicitamos a reconsideração da determinação de TUSD específica constantes nesta proposta da ARSESP, a qual não apresenta qualquer justificativa para alterar o que fora anteriormente definido pelo próprio regulador conforme ofício OF/G/0104/2013 e que vem sendo aplicada.

Alterar a determinação vigente pode potencialmente acarretar no estabelecimento de uma tarifa diferenciada com redução significativa nas margens da Concessionária, gerando desincentivos à expansão do sistema e criando condições de estímulo indevido para à localização de usuários em regiões próximas à rede de transporte, o que pode gerar também, no longo prazo, prejuízos para a ampliação das redes, enviando um sinal econômico contrário ao compartilhamento dos custos por todos os usuários e afetando no médio e longo prazo a modicidade tarifária que beneficia todos os usuários do sistema de distribuição.

Adicionalmente reiteramos que, para o Estado de São Paulo existe Regulamentação vigente conforme Decreto nº 43.888, de 10 de março de 1999, onde a Concessionária (COMGÁS) detém a outorga para exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado em sua área de concessão, conforme estabelecido no Contrato de Concessão CSPE 01/99, onde:

- O interessado deve solicitar à Concessionária Comgás a expansão ou construção da rede de distribuição de gás canalizado (Contrato de Concessão Nº CSPE/01/99);
- A concessionária deve elaborar estudo de viabilidade técnica e econômica para o projeto (Contrato de Concessão Nº CSPE/01/99);
- Resultando o projeto técnica e economicamente viável, a concessionária deve fazer os investimentos para realizar o projeto (Contrato de Concessão Nº CSPE/01/99);
- Não sendo o projeto economicamente viável, a concessionária deve solicitar ao interessado participação financeira com base nas tarifas vigentes e na taxa de custo de capital fixada pela ARSESP (Contrato de Concessão Nº CSPE/01/99);
- Caso o cliente tenha fonte alternativa de suprimento de gás e não tenha interesse em comprar o gás da própria concessionária, deve ser celebrado contrato de uso do sistema de distribuição junto à Comgás, onde será

estabelecida a cobrança da tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD teto - fixada pela ARSESP.

Entretanto, apesar de todas as considerações acima, a Lei 11.909 de 4/3/09 (Lei do Gás) permite, **nos casos em que as necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual**, ao autoprodutor ou o auto-importador implantar instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato com a distribuidora estadual para a sua operação e manutenção. Neste caso, as tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual, em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade.

Sendo assim, solicitamos que o procedimento previsto na legislação do Estado de São Paulo seja seguido, e que sempre que haja interesse em implantar instalações e dutos, a respectiva concessionária seja consultada para a realização dos estudos de viabilidade técnica e econômica do projeto. Somente nos casos em que, havendo viabilidade técnica e não havendo viabilidade econômica, seja permitida ao cliente a realização do investimento. Neste caso então o contrato para operação e manutenção da rede com a respectiva concessionária seria estabelecido, seguindo a determinação de tarifas da Agência Reguladora.

Para a determinação desta tarifa de operação e manutenção (correspondente à TUSD Específica), propomos que seja mantida a metodologia já definida pela ARSESP através do ofício OF/G/0104/2013 e que vem sendo aplicada, pela qual devem ser seguidas as diretrizes abaixo.

A TUSD-E deve ser calculada com dados públicos da Revisão Tarifária; no cálculo da margem máxima de distribuição (P0) da TUSD-E, deverá ser mantida a proporcionalidade dos fatores que compõe a fórmula geral de cálculo do P0, observando-se que: 1) a parcela correspondente aos investimentos deverá refletir os custos específicos para atendimento ao usuário exclusivo, quando houver; 2) não deverá ser contabilizada a parcela de remuneração sobre os ativos totais da concessão; e 3) deverá ser mantida a parcela total referente aos custos de operação e manutenção, obtida para o cálculo da margem máxima inicial. Da nova margem máxima assim obtida, deverá ser deduzido o custo de comercialização que a concessionária deixará de gerir.

Na prática, após a definição do Po para o próximo ciclo, o cálculo será feito excluindo os valores correspondentes a remuneração de capital e depreciação do fluxo de caixa, gerando um novo Po (P0'). Compara-se então Po com P0' e aplica-se a diferença percentual à tarifa correspondente (respeitando-se a estrutura tarifária definida).

Esta metodologia é ampla e genérica, evitando as discussões caso a caso, pois utiliza-se apenas dados públicos amplamente discutidos e referendado durante o processo de Revisão Tarifária, respeitando os princípios da razoabilidade, transparência e publicidade.

**Proposta da Comgás:**

**Para a determinação desta TUSD Específica para Autoprodutores e Autoconsumidores propomos que seja mantida a proporcionalidade dos fatores que compõe a formula geral de cálculo do P0, observando-se que:**

**1) a parcela correspondente aos investimentos deverá refletir os custos específicos para atendimento ao usuário exclusivo, quando houver;**

**2) não deverá ser contabilizada a parcela de remuneração sobre os ativos totais da concessão e;**

**3) deverá ser mantida a parcela total referente aos custos de operação e manutenção, obtida para o cálculo da margem máxima inicial.**

**Da nova margem máxima assim obtida, deverá ser deduzido o custo de comercialização que a concessionária deixará de gerir.**

### **13. Tratamento do Termo de Ajuste K Durante o Quarto Ciclo (Item 3.3, página 27).**

A ARSESP, no item 3.3 da “Nota Técnica RTG N° 002/2014 Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo – Quarto Ciclo Tarifário” descreve o tratamento para a aplicação do Termo de Ajuste K, definindo-o como sendo:

*“o mecanismo que corrige eventuais distorções causadas pela aplicação da estrutura tarifária sobre a Margem Máxima definida, isto é, 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 uma tarifa média obtida no máximo equivalente à Margem Máxima.”*

Esta Agência também descreve o procedimento de cálculo do Termo de Ajuste K conforme consta dos Contratos de Concessão das concessionárias de distribuição do Estado de São Paulo, bem como apresenta histórico de sua aplicação, identificando aperfeiçoamentos e ajustes realizados no Terceiro Ciclo Tarifário.

Para o Quarto Ciclo Tarifário, ainda discorre sobre a manutenção da abordagem estabelecida no Terceiro Ciclo Tarifário quanto aos ajustes nos procedimentos de cálculo e atualização de dados (I e II), e apresenta um avanço regulatório (III):

I - eliminação do fracionamento do Ano Regulatório em duas partes;

II - consideração do Ano Regulatório de acordo com o ciclo de faturamento de 31/05 a 30/05 de cada ano, porém utilizando projeções para o período de 31/03 a 31/05. As diferenças apuradas entre projetado e o realizado seriam compensadas no ano seguinte;

III - utilizar no cálculo da Margem Obtida os volumes efetivamente distribuídos para o segmento de cogeração.

Para tais propostas da ARSESP a Comgás concorda com os ajustes relativos aos itens I, II e III, sendo favorável à manutenção destes procedimentos.

#### **Contribuição da Comgás**

Tão relevante quanto os ajustes propostos pela Agência na Nota Técnica, conforme já intensamente abordado durante o Terceiro Ciclo Tarifário, a Comgás reitera a necessidade de mudanças na metodologia de cálculo nos aspectos que se relacionam a seguir:

- A inconsistência Matemática observada na aplicação dos Termos de ajuste K a partir do terceiro ciclo tarifário;
- A desconsideração dos benefícios concedidos aos usuários do segmento Alto Fator de Carga na apuração da Margem Obtida para efeito de Termo K;

- A aplicação de Termo de Ajuste K independente da efetiva realização do volume previsto no Plano de Negócios;
- Desconsideração dos volumes efetivamente distribuídos para o segmento termoeletrico no cálculo da Margem Obtida.

Assim, além dos pontos de alteração sugeridos pela metodologia do Termo de Ajuste K, disponibilizada na consulta pública nº 003/14, é essencial - para a correta aplicação dos conceitos que justificam o dispositivo - que se faça a revisão desses pontos adicionais, conforme contribuições da Comgás para a solução do problema.

### 13.1 Inconsistência Matemática

#### Identificação do problema:

A partir do Terceiro Ciclo Tarifário<sup>13</sup> o cálculo do Termo de ajuste K gera uma distorção metodológica, a qual denominamos “Inconsistência Matemática”.

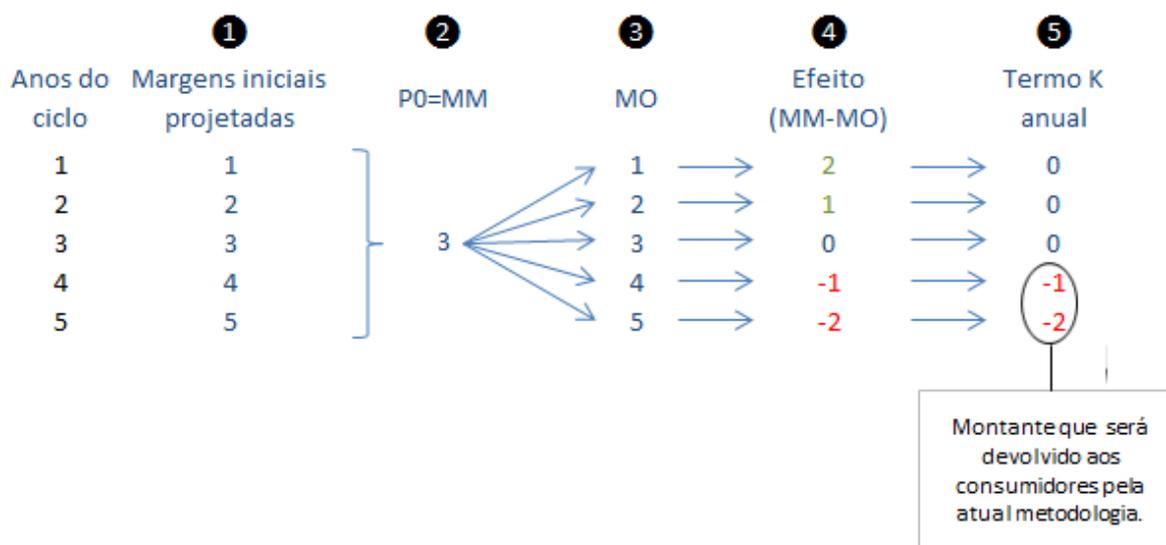
Essa forma de cálculo consiste em comparar a MM ou Po (margem máxima aprovada como média dos cinco anos do ciclo tarifário) com a MO (margem obtida) de cada ano.

A comparação de valor médio de cinco anos com resultados anuais resultam na referida distorção, que pode ser comprovada mesmo em uma situação hipotética onde a concessionária realize exatamente os volumes projetados no Plano de Negócios, como poderá ser observado no exemplo numérico simplificado a seguir.

Nessa situação, em que não deveria existir aplicação de Fator K, pela “inconsistência matemática”, a Concessionária acaba sendo penalizada ao final do ciclo, mesmo com a hipotética realização de margens e volumes idênticos aos previstos para o estabelecimento da MM:

---

<sup>13</sup> De acordo com o Contrato de Concessão, o Termo K somente será aplicado quando resultar em redução de receita para a Concessionária.



No exemplo, as margens obtidas **3** são iguais às margens projetadas **1**, porém, há geração de termo de ajuste K **5** a devolver - mesmo considerando igual proporção de volume e margens entre os segmentos de mercado conforme previsto no Plano de Negócios (**3=1**) - pelo fato de que a comparação da MM com a MO de cada ano gera valores a devolver nos anos 4 e 5 sem a possibilidade de recuperar margens nos anos 1 e 2 **5**.

Portanto, como estamos tratando dos mesmos volumes ao compararmos montantes realizados e projetados, não deveria ter existido essa devolução para o cliente.

### Proposta da Comgás para sanar o impacto da Inconsistência Matemática

Consideramos que o procedimento mais adequado para neutralizar a inconsistência seja a manutenção da avaliação e aplicação do Termo de Ajuste K a cada ano conforme rege o Contrato de Concessão, mas compensando os saldos positivos que eventualmente se acumulem ao longo do ciclo.

Conforme exemplo a seguir, os saldos positivos identificados em “Efeito MM-MO” **4** seriam acumulados **6** – e devidamente atualizados ao longo do tempo - para compensar os posteriores valores negativos de K **4**. Avaliados dessa forma, teríamos o comparativo correto entre MO de cada ano do ciclo **3** e a MM **2**, refletindo na aplicação correta de Termo K **7**, conforme validamos no resultado demonstrado em MO ciclo **8** comparado a MM **3**:



Operacionalmente, o termo de ajuste K apropriado pode ser estabelecido conforme procedimentos a seguir:

- Se o resultado do ano fosse positivo ou nulo, o Termo K a ser aplicado no ano seria igual a zero, conforme determina o contrato de concessão para o Terceiro Ciclo e seguintes;
- Sendo o saldo positivo, o mesmo será levado para os anos seguintes cumulativamente, corrigido por juros;
- Quando identificado um resultado anual negativo, deve ser considerado o saldo positivo acumulado de anos anteriores. Se depois de computar os saldos positivos acumulados ainda houvesse um valor a devolver, esse valor seria o montante a ser aplicado no ano;
- Ao final do ciclo, deverá ser calculada a MO dos cinco anos e comparada com a MM autorizada;
- Se a diferença de MM com MO dos cinco anos resultar em valor a devolver maior que o valor já devolvido em anos anteriores do ciclo, a diferença será devolvida aos consumidores na última aplicação de K;
- Para o caso de saldo resultante positivo ou menor do que o que já foi aplicado deve haver compensação à Concessionária dos eventuais valores devolvidos à maior, no âmbito da RTQ subsequente.

Com este procedimento operacional o comparativo entre a MO do ciclo e a MM passam a guardar a devida relação, eliminando o problema apontado de inconsistência matemática.

### 13.2 Impacto do AFC no Termo de ajuste K

#### Identificação do problema

Para a formação das Margens Teto Obtidas pela Concessionária (MO), utilizadas para cálculo dos saldos que resultam no Termo de ajuste K (Margem Máxima (MM) - MO), são reprocessados os faturamentos das unidades usuárias com base nos volumes realizados e aplicando a tabela tarifária que contém as tarifas teto definidas pela ARSESP. Desta forma, a Margem Obtida não considera os descontos comerciais concedidos por iniciativa da própria concessionária.

Na Revisão Tarifária de 2009 foi criado o segmento Alto Fator de Carga (NT-Estrutura Tarifária-29-05-2009), objetivando implantar incentivos com o intuito de melhorar a utilização da rede.

Estes incentivos são aplicados às unidades usuárias industriais com consumo mensal superior a 500.000 m<sup>3</sup>/mês e que superem o fator de carga de 0,90, calculado ao

longo do ano calendário anterior (1º de Janeiro a 31 de Dezembro). O procedimento para enquadramento ocorre da seguinte forma: se for verificado para um usuário um fator de carga de 0,91 no ano t será concedido um desconto em sua fatura de 1% para o ano t+1 e assim por diante, até o limite de 9% para um fator de carga de 0,99.

Durante o Terceiro Ciclo, por meio do ofício OF/DRG/0217/2009, a ARSESP determinou que os descontos concedidos em conceito de Alto Fator de Carga não seriam considerados para a determinação do Fator K, situando os descontos obrigatórios de Alto Fator de Carga, que não podem ser ignorados, em igual condição à dos descontos comerciais que a concessionária concede por própria iniciativa, contradizendo inclusive manifestação posterior exarada por meio do ofício OF/G/283/2010, que considera para fins de apuração das MO's do segmento AFC as reduções em relação ao segmento industrial.

Para o cálculo de Fator K, esta consideração de MO para o segmento AFC - que ignorando a diminuição obrigatória de margem aos clientes enquadrados neste segmento - gera um aumento indevido na MO total calculada de cada ano, prejudicando economicamente a concessionária. Vale ressaltar que a real tarifa teto definida para estes usuários é a mesma da tabela do Segmento Interruptível com a dedução do fator percentual obrigatório calculado para cada usuário do segmento Alto Fator de Carga.

#### **Proposta da Comgás:**

<b>Considerar as reais tarifas teto aplicadas para os clientes com direito ao benefício de desconto por AFC, tarifa deduzida do benefício concedido, na apuração das Margens Obtidas.</b>
---

### **13.3 Aplicação de Termo de Ajuste K independente da efetiva realização do volume previsto no Plano de Negócios**

#### **Identificação do problema**

Conceitualmente o Termo de Ajuste K tem a função de corrigir eventuais distorções causadas pela aplicação da estrutura e níveis tarifários aos volumes efetivamente distribuídos, evitando dessa maneira que a assimetria de informação sobre a projeção de volume por segmento e bandas de consumo beneficie a concessionária indevidamente.

Conforme apresentado no preâmbulo, uma vez que os desvios entre uma projeção de volume fundamentada no plano regulatório e a efetiva realização desses volumes estão contemplados dentro do risco de mercado considerado na determinação do WACC da concessionária, nada evidencia que ela consiga se beneficiar da assimetria em uma situação de volume realizado abaixo do plano, em que sequer a Receita Requerida consegue ser integralmente recuperada.

Soma-se a isso a intervenção deliberada da ARSESP na projeção de volume do plano regulatório do terceiro ciclo, conforme pode ser verificado no quadro abaixo, adicionando volume principalmente ao segmento Industrial e conseqüentemente diluindo o termo fixo e reduzindo as margens médias do segmento. Quando tais volumes não foram verificados no decorrer do ciclo, a diluição do termo fixo por volumes menores levaram a margens médias superiores e conseqüentemente a aplicação do termo de ajuste K. Dessa maneira além de não se recuperar a Receita Requerida, ainda houve uma penalização por um erro de projeção que sequer foi da concessionária.

m <sup>3</sup>	Projeção da Concessionária	Determinação do Regulador	Realizado
Ciclo 2004/2009	22.249.300.000	26.329.600.000	23.336.895.231
Ciclo 2009/2014	24.995.301.841	26.601.771.511	25.345.783.274

Além disso, conforme mencionado no preâmbulo, ainda pode ser verificado ao longo do ciclo um potencial impacto de combustíveis alternativos que afete o mix entre segmentos (reduzindo, por exemplo, o volume de segmentos de margens médias abaixo do Po), e que ocasione em não atingimento da Receita Requerida Autorizada e ainda implique em devolução de termo de ajuste K.

Diante do exposto, é notório que a concessionária não tem efetivo benefício da assimetria da informação caso o volume real esteja abaixo do volume previsto, dado que sequer a Receita Requerida ela teria atingido. Pela essência regulatória desse mecanismo não haveria, portanto, motivo para a determinação de um termo de ajuste K.

### Proposta da Comgás:

**Como o contrato de concessão prevê o cálculo anual de um termo de ajuste K, propomos que, caso o volume realizado esteja abaixo do plano regulatório cumulativamente (ano a ano), a Margem Obtida deveria ser calculada usando os próprios volumes do plano regulatório, não gerando nenhum dano econômico-financeiro adicional a uma concessionária que estivesse sendo castigada pelo mercado (com Receita aquém da prevista), e conseqüentemente já com o seu equilíbrio econômico-financeiro sob risco.**

### 13.4 Desconsideração dos volumes efetivamente distribuídos para o segmento termoeletrico no cálculo da Margem Obtida

#### Identificação do problema

A atual metodologia não contabiliza, para efeito das margens obtidas, os montantes realizados de volume para o segmento de termoeletricidade, substituindo os volumes e margens apurados pelos previstos no plano regulatório. Este tratamento distinto resulta em uma Margem Obtida não condizente com a realidade da Concessionária.

**Proposta da Comgás:**

- **Avaliação e aplicação do Termo de Ajuste K a cada ano conforme rege o Contrato de Concessão, acumulando e compensando os saldos positivos que eventualmente ocorram ao longo do ciclo, consolidando ao final do ciclo.**
- **Considerar as reais tarifas teto aplicadas para os clientes com direito ao benefício de desconto por AFC, tarifa deduzida do benefício concedido, na apuração das Margens Obtidas.**
- **Caso o volume realizado esteja abaixo do volume previsto no plano regulatório, cumulativamente, a MO deveria ser calculada usando o próprio volume do plano regulatório, resultando, portanto, em um termo de ajuste K igual a zero.**
- **Considerar, para o cálculo da Margem Obtida, os volumes efetivamente distribuídos para o segmento de termoeletricidade.**

#### **14. Tratamento Regulatório dos Serviços Correlatos e Acessórios** **(Item 3.4, página 30).**

A Comgás concorda com a proposta apresentada pela ARSESP para as definições e tratamento dos serviços correlatos e atividades acessórias, reproduzida a seguir:

##### *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.”*

Consideramos, entretanto essencial identificar claramente quais são as atividades que propomos sejam consideradas serviços correlatos:

<b>Relação de Serviços Correlatos</b>
Abrir o gás
Abrir o gás por conta paga
Colocar estabilizador de pressão
Colocar medidor
Colocar regulador
Colocar Solenoides
Eliminar falta de gás
Eliminar vazamento
Fechar e abrir o gás no mesmo dia
Plugar ponto de gás
Remanejar medidor
Remanejar regulador
Retirar medidor
Trocar medidor
Trocar regulador
Trocar Solenoides

A Comgás também concorda com a proposta ARSESP sobre definição e o tratamento dado às atividades acessórias, reproduzida a seguir:

*“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 pelas concessionárias 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 por serviço acessório 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.”*

#### **Proposta da Comgás:**

<b>Da mesma forma que a Nota Técnica indica incluir o ajuste anual pelo IGP-M para os serviços correlatos, também seja realizado o ajuste anual pelo mesmo índice para as atividades acessórias durante o Quarto Ciclo Tarifário.</b>
---

**15. Tratamento Regulatório das Receitas por Atividade Extra-Concessão (Item 3.5, página 30).**

A partir do quarto ciclo tarifário, a ARSESP propõe que 50% do lucro das atividades extra concessão seja considerado como Receita Parcial para a Modicidade Tarifária.

Observamos que a metodologia proposta pela ARSESP está baseada nos critérios definidos para o setor de energia elétrica<sup>14</sup>. Ponderamos que, no setor elétrico, a prestação de atividades extra concessão pelas concessionárias já é prática consolidada e discutida, com regulamentação específica<sup>15</sup>.

Para o setor de distribuição de gás canalizado, em comparação, a realização de outras atividades pelas concessionárias não é prática corrente. Ademais, neste setor, o mercado ainda se encontra em fase de maturação seguindo o processo de capilarização da rede de distribuição, diferente do que ocorre no setor elétrico onde já se atingiu a universalização do serviço

Entendemos que os riscos associados à prestação dessas atividades pelas concessionárias de distribuição de gás são maiores em comparação com os de energia elétrica e há necessidade de um tratamento diferenciado.

Definir uma alta contribuição à modicidade inviabiliza qualquer iniciativa no sentido de desenvolver uma atividade extra-concessão a partir do zero

A metodologia em vigor atualmente<sup>16</sup> para as distribuidoras de gás do estado de São Paulo determina como Receita Parcial para a Modicidade Tarifária 2% sobre a receita bruta das atividades extra concessão.

Considerando a importância do desenvolvimento de outras atividades tanto para a Concessionária quanto para seus usuários, uma vez que o seu resultado será fonte de modicidade tarifária para o serviço concedido, entendemos que inicialmente deve-se cumprir a etapa de gerar potenciais negócios e, com este fortalecimento e desenvolvimento de mercado, poderiam avançar as medidas de captura da receita advinda desta atividade.

Assim, para fomentar o potencial de novos negócios considerando as características específicas da distribuição de gás natural, do maior risco associado a tal atividade e do estágio de maturidade do mercado existente, propõe-se, neste quarto ciclo tarifário, a manutenção da regra atualmente vigente, até que as atividades acessórias tenham uma evolução no volume de negócios, alcançando um novo patamar de maturidade.

---

<sup>14</sup> Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, módulos 2 e 8

<sup>15</sup> Resolução Normativa ANEEL nº 581

<sup>16</sup> De acordo com o previsto no item 3.5 da Nota Técnica Final nº RTM/02/2009, referente à metodologia detalhada para o processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo – Terceiro Ciclo Tarifário.

Adicionalmente, vale lembrar que desde a última Revisão Tarifária não houve qualquer fato novo que pudesse justificar a alteração do critério regulatório aplicável às receitas por atividades extra concessão. Dessa forma, uma alteração da metodologia nesse ponto sem qualquer alteração do contexto fático aplicável à discussão trará grande insegurança jurídica para o processo e poderá afetar o equilíbrio contratual.

### **Proposta da Comgás:**

**Manutenção da metodologia em vigor atualmente<sup>17</sup> para as distribuidoras de gás do estado de São Paulo que determina como Receita Parcial para a Modicidade Tarifária 2% sobre a receita bruta das atividades extra concessão. Essa proposta garantirá o incentivo às Distribuidoras a realizarem tais atividades e simplificará a apuração e verificação dos resultados que contribuirão com a modicidade tarifária.**

---

<sup>17</sup> Nota Técnica Final nº RTM/02/2009, referente à metodologia detalhada para o processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo – Terceiro Ciclo Tarifário. item 3.5 da

## II. Considerações Adicionais à Metodologia

### 1 - Custos de Conversão:

A Comgás vem apresentando um ritmo sustentável de crescimento no mercado de distribuição de gás natural, conectando novos clientes a razão de mais de 100.000 por ano neste ciclo tarifário, e ambiciona conectar números ainda maiores para o próximo ciclo que se iniciará em 31 de maio de 2014.

Certamente essas cifras são significativas para a indústria de distribuição de gás no Estado de São Paulo e também no Brasil.

A visão que norteia a Comgás é a de “universalização” do serviço de distribuição de gás natural dentro da área de concessão, plenamente em linha com o modelo que o poder concedente almejou ao idealizar a privatização do serviço público, a partir de uma clara visão de gerar valor para a população de São Paulo através de um serviço evoluído tecnologicamente, seguro e eficiente, sem interrupção de fornecimento, chegando até as fronteiras do que lhe foi outorgado como missão na privatização.

Para que isto se torne realidade, há algumas questões que merecem destaque.

O princípio da universalidade, ou generalidade, que rege não apenas as concessões mas a própria prestação de serviços públicos, se traduz na possibilidade de o serviço ser exigido e fruído por todos os integrantes da sociedade, devendo o mesmo ser indistintamente acessível ao público.

Vale dizer que, por princípio, o prestador de serviço público deve atender a todos que dele necessitem, independentemente do poder aquisitivo, classe social ou localização geográfica, desde que satisfeitas às condições econômicas e materiais para sua obtenção e viabilização da prestação do serviço.

Diversas são as vantagens da universalização dos serviços públicos, principalmente de infraestrutura, destacando-se:

- i) A redução das tarifas (quanto maior o número de usuários, menor tende a ser o custo de prestação do serviço segundo a teoria econômica dos custos marginais de longo prazo decrescentes);
- ii) A inclusão social;
- iii) A relação positiva entre investimento em infraestrutura, crescimento e desenvolvimento econômico e;
- iv) A existência de externalidades positivas: quanto maior o número de usuários, maior a infraestrutura disponível e, conseqüentemente, sua capacidade de atender a um número cada vez maior de novos usuários.

O art. 6º, i-, da Lei Geral de Concessões, que regulamenta o art. 175 da Constituição Federal e, portanto, incide sobre todos os contratos de concessão e permissão de serviços públicos, insere a noção de universalidade-generalidade no próprio conceito de “serviço adequado” a que se refere o texto constitucional (art. 175, inciso IV, da CF):

*“Art. 6º. Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.*

*Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”*

O atendimento universal não significa, evidentemente, o atendimento a absolutamente toda a população localizada na área de concessão, sem qualquer limitação. O princípio da universalização incide na medida em que existam condições materiais (técnicas/geográficas) e condições econômicas (mínima viabilidade econômico-financeira) para a prestação do serviço, sem o que ficaria comprometido outro princípio fundamental da concessão, o do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Cabe ao Regulador o papel de conciliar tais princípios, incentivando, de um lado, a universalização do serviço concedido, mas preservando, de outro, a equação econômico-financeira da concessão, incentivando o desenvolvimento e acesso à infraestrutura.

Caberá a Concessionária, por outra parte, identificar qual a melhor forma de atender todos e cada um dos municípios integrantes de sua área de Concessão. Isto responde ao objetivo da adequada gestão econômica por parte do operador da concessão, que possibilitará a expansão continuada e sustentável do sistema de distribuição para que os investimentos e custos associados não onerem excessivamente aos usuários do sistema.

Desta forma mantém-se o equilíbrio adequado entre os custos incrementais, custos médios e tarifa resultante para a base de clientes procurando em todo momento que a base de clientes crescente consiga manter a estabilidade da tarifa pelo serviço prestado.

A conjugação desses princípios - universalização do serviço, modicidade tarifária e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão - é fundamental para a definição das tarifas, visando facilitar o acesso de parcela cada vez maior da sociedade ao uso do gás canalizado, mediante o pagamento de tarifas razoáveis que cubram todos os custos (inclusive de universalização dos serviços), mantendo ainda remuneração adequada à Concessionária.

É fato que universalizar serviços gera custos e, no setor de gás, esses custos consistem, primariamente, em investimentos com a expansão das redes de distribuição. No entanto existem situações, nas quais surgem gastos extraordinários.

Esse é o caso dos gastos com a instalação da “rede interna” ou “custos de conversão” – processos inerentes à viabilidade de uso do produto oferecido e que difere dos meios de condução dos eventuais energéticos utilizados pelos potenciais consumidores - sem os quais, não seria viável a conexão da maioria dos usuários residenciais à rede de distribuição de gás natural.

No atual estágio de expansão das redes domiciliares, principal foco da Concessionária para os futuros ciclos tarifários, deve-se observar que a maioria dos clientes potenciais consomem um combustível alternativo, o GLP para cocção, e utilizam no seu banho um chuveiro elétrico.

A “rede interna” que é feita dentro de prédios, conjuntos de edificações ou unidades domiciliares autônomas na melhor das hipóteses, pode vir de uma unidade central de GLP capaz de armazenar o combustível para sua distribuição até as unidades consumidoras, ou da utilização de um botijão de GLP dentro do domicílio.

Porém, em qualquer caso, sejam as prumadas e/ou simplesmente as conexões para ligação de fogões, adequações deverão ser realizadas nas instalações existentes para que estejam aptas para receber o gás natural.

Adicionalmente, na maioria dos casos, as unidades habitacionais não estão preparadas para receber água quente proveniente desta fonte combustível, fazendo-se necessária a construção de uma instalação hidráulica.

Certamente, além deste ser um grande diferencial de conforto que o gás natural leva até os usuários o deslocamento da energia elétrica dos chuveiros desonera o sistema elétrico no horário de ponta. Os benefícios gerados são inequívocos, portanto.

Atualmente as “obras de conversão” dos usuários residenciais não integram os ativos da Concessionária, nem serão revertidas ao Estado ao final da concessão, nos termos da Cláusula nona – Sexta Subcláusula, e da Cláusula Décima Sétima – Segunda e Terceira Subcláusulas do Contrato de Concessão.

Porém, a execução de tais obras pela Concessionária é vital para suplantarmos a concorrência com as fontes alternativas de energia, principalmente a concorrência com o GLP, de forma a desenvolver o mercado de gás natural. O ressarcimento dessas despesas com “custos de conversão” ou de realização da “rede interna” via tarifa, constitui condição econômica essencial para viabilizar a substituição do uso do GLP pelo gás natural na área residencial.

Contratados individualmente pelos consumidores esses custos se apresentariam significativamente onerosos para sua execução dado o poder de escala e custo que a concessionária pode oferecer.

Tal caminho visa, na realidade, viabilizar a própria prestação do serviço, evitando que a concorrência representada por outro alternativo energético (GLP) atue como verdadeiro obstáculo à expansão desse segmento, constituindo barreira à universalização do serviço.

É precisamente através da universalização do serviço que, no médio e longo prazo, será possível observar a modicidade tarifária por atingir custos marginais decrescentes - quando os custos incrementais se apresentarem menores que os custos médios, provocado pelo incremento no denominador do cálculo tarifário (aumento de volume proveniente do aumento da base de clientes) - até o patamar suficiente para que essa eficiência econômica aconteça.

Para enriquecer essa reflexão, anexamos parecer sobre o assunto, da lavra do prof. Arnold Wald, o qual foi disponibilizado a esta agência na última Revisão Tarifária (anexos I e II).

Voltamos então, a trazer o que foi comentado no início deste documento:

***Diversas são as vantagens da universalização dos serviços públicos, principalmente de infraestrutura, destacando-se:***

- a) A redução das tarifas (quanto maior o número de usuários, menor tende a ser o custo de prestação do serviço). A teoria econômica dos custos marginais de longo prazo decrescentes;***
- b) A inclusão social;***
- c) A relação positiva entre investimento em infraestrutura, crescimento e desenvolvimento econômico e;***
- d) A existência de externalidades positivas: quanto maior o número de usuários, maior a extensão da rede e, conseqüentemente, sua capacidade de atender a um número cada vez maior de novos usuários.***

O prazo da concessão da Comgás é de 30 anos, renováveis por mais 20 anos.

A Comgás vem demonstrando, por ocasião de seu crescimento exponencial nos últimos anos, uma visão de longo prazo que pode ser verificada nos investimentos já realizados e que deverá ser confirmada com a apresentação do Plano de Negócios.

Essa visão é exaltada quando, por exemplo, se verifica que a proposta de expansão para o futuro ciclo tarifário, longe de entrar no declínio esperado está mostrando um ritmo sustentável com fortes investimentos em rede e conexões de novas unidades usuárias.

**Proposta da Comgás:**

**Autorizar o cômputo dos custos de conversão dos usuários no cálculo das novas estruturas tarifárias para o quarto ciclo do contrato de concessão possibilitando, no atual cenário do setor de gás brasileiro, a universalização dos serviços dentro do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, contribuindo para a modicidade tarifária de toda a base de usuários no médio e longo prazo.**

**Anexos**

- i. Parecer: Revisão Tarifária da Comgás, Tratamento Jurídico-Regulatório dos Custos de Conversão dos Usuários Residenciais Parte I
- ii. Parecer: Revisão Tarifária da Comgás, Tratamento Jurídico-Regulatório dos Custos de Conversão dos Usuários Residenciais Parte II
- iii. Mecanismo Regulatório Baseado no Sliding Scale para aplicação à Projeção de Volume

\* \* \*