

DPR-075/2014

Araraquara, 04 de novembro de 2014.

Ilmo. José Bonifácio de Souza Amaral Filho

Diretor de Regulação Econômico-Financeira e de Mercados
Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP
Av. Paulista, 2313, 2º andar - São Paulo - SP. CEP: 01311-300

C.C. - Sr. Anton Altino Schwyter - Superintendente de Análise Econômica

Assunto: Contribuições à Metodologia da Revisão Tarifária

Senhor Diretor,

Em observância ao regulamento da Audiência Pública aberta pela ARSESP para contribuições à Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária, com base na Nota Técnica N° RTG/02/2014 a **Gas Brasileiro** apresenta suas contribuições por meio desta Carta e do Relatório da consultoria NOVIX, em anexo, contratada pela **Gas Brasileiro**.

O Relatório, que é parte integrante da presente Carta, apresenta em detalhe todas as fundamentações para as alterações ora propostas. Tais fundamentações incluem os referenciais teóricos, as fontes utilizadas, e exemplos nacionais e internacionais de reguladores tradicionais na definição de Metodologias de Revisões Tarifárias do setor de gás natural e energia elétrica.

Abaixo, segue em forma de resumo executivo, as contribuições à Metodologia:

1. Base de Remuneração Regulatória Líquida Inicial

A ARSESP modifica a metodologia de cálculo da BRRL e manifesta que "No caso da GBD e da GNSPS, o Valor BRRL início concessão é zero".

Cumprir com as disposições do contrato de concessão, conforme proposto pela ARSESP, corresponde reconhecer no ativo o desembolso, (ou parte dele) que foi exigido pelo Estado, realizado pela empresa no momento da adjudicação da concessão. Neste sentido, a afirmação da ARSESP de que o valor da BRRL ao início da Concessão é zero não tem fundamento legal.

Este conceito esteve sempre presente nas decisões da ARSESP nas Revisões Tarifárias anteriores, onde a BRRL reconhecida sempre incluiu um valor do ativo mais abrangente do que apenas os ativos físicos. Por isto, a proposta metodológica de determinar a BRRL do Quarto Ciclo Tarifário desconsiderando este ponto é um erro importante que deve ser corrigido pela ARSESP.

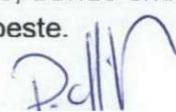
Solicita-se à ARSESP a manutenção da metodologia do Terceiro Ciclo para determinação da Base Tarifária (BRRL) no início do Quarto Ciclo.

2. Mercado

A projeção do mercado é um elemento que tem um impacto fundamental no cálculo da Margem Máxima, motivo pelo qual é indispensável atenção especial neste parâmetro.

Importa ressaltar que dificilmente o mercado da **Gas Brasileiro** possa ser comparado aos mercados das demais áreas de concessão do Estado de São Paulo, devido entre outros fatores, à sazonalidade que é uma especificidade da área de concessão noroeste.

14443 04/11/2014 06:59:06 PNO00010 - ARSESP
JH



No ciclo tarifário atual, foi arbitrado pela ARSESP um volume superior às projeções da Gas Brasileiro, porém o volume efetivamente distribuído ficará bem abaixo das projeções. Esta informação é importante para comprovar que as projeções da Companhia são arrojadas, não havendo conservadorismos, e, portanto não é cabível a arbitrariedade de mais volumes.

Solicita-se à ARSESP no processo de avaliação do mercado que considere como fator relevante a situação particular do mercado de cada Concessionária, em especial, a especificidade da Gas Brasileiro quanto à sazonalidade, não extrapolando situações de outros mercados que dificilmente sejam comparáveis e que podem levar a projeções de mercado arbitrárias, irreais e que prejudiquem a sustentabilidade das Companhias.

3. Monitoramento de Investimentos

O mecanismo de compensação proposto pela ARSESP apresenta alguns erros metodológicos que não correspondem com o objetivo do ajuste. Estes erros são:

- a) Atualização do excedente das receitas pela taxa WACC;
- b) Apuração do P0 diferencial feita projeto por projeto e excluindo projetos com P0 diferencial positivo;
- c) Impossibilidade de substituição entre investimentos de características semelhantes.

Tais erros e inconsistências são descritos detalhadamente no Relatório em anexo.

Solicita-se à ARSESP:

- a) **Revisar o critério de utilização da taxa WACC como custo de oportunidade do dinheiro, utilizando-se da taxa básica de juros média do período da análise. Caso a taxa bancária utilizada seja a nominal, não se deve proceder ao ajuste pelo IGPM.**
- b) **Apurar o P0 diferencial de forma global, ou seja, considerando todos os projetos no cálculo do diferencial de P0.**
- c) **Efetuar o cálculo do não cumprimento de metas físicas exatamente como é previsto na metodologia, ou seja, de forma global.**

4. Capital de Giro

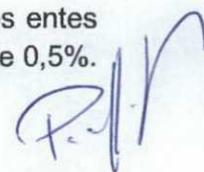
A metodologia proposta pela ARSESP, baseada na realidade individual das empresas chama especialmente a atenção quando o próprio custo de capital da Gas Brasileiro é determinado com uma premissa de alavancagem desassociada da realidade da empresa, que atualmente não possui dívidas, mas a ARSESP estabeleceu um WACC arbitrando uma alavancagem de 60%. Por isto, no momento de definir o capital de giro a ser reconhecido, utilizando a realidade como base, é demonstrada uma contradição entre critérios da própria ARSESP.

Solicita-se que seja adotado um critério mais adequado e de menor risco regulatório, que é determinar o Capital de Giro apropriado para as empresas distribuidoras com base em um benchmarking de empresas do setor.

5. Cálculo do Fator X

Pelos argumentos mencionados no Relatório anexo, solicita-se à ARSESP a manutenção da fórmula de cálculo do fator X utilizada na revisão tarifária anterior, uma vez que o proposto na Nota Técnica RTG Nº 002/2014 é conceitualmente incorreto.

Em relação ao "pisso" para o Fator X, não existem evidências da adoção deste critério nos entes reguladores da América latina e não está adequadamente fundamentado o valor adotado de 0,5%.



Solicita-se à ARSESP:

- a. Retirar da metodologia a aplicação do “piso” para aplicação do Fator X;
- b. Indicar a fonte da fórmula e explicar a metodologia para determinação do valor “ ϵ ”;
- c. Fundamentar os valores arbitrados para o cálculo do TFP;
- d. Explicitar os dados e o período de tempo a ser utilizado no cálculo do índice do TFP;
- e. Utilizar duas versões do índice de produtos considerando, alternativamente o número de clientes com os quilômetros de rede; e o número de clientes com o volume de gás distribuído.

6. Termo de Ajuste K

Um dos problemas do Termo de Ajuste K é que mesmo acertando a projeção do mercado, surge uma penalização devido à evolução dos diferentes segmentos que com crescimentos diferentes. Sob a ótica estatística, sempre que se utilizam médias, ocorrerão valores que se situam acima e outras que se situam abaixo dessa média calculada.

Outro ponto importante é quanto à forma assimétrica de aplicação do Fator. Quando a concessionária obtém uma margem maior à MM calculada, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período, no entanto, se a concessionária obtém uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a 0.

Outro problema da metodologia refere-se às tarifas utilizadas para o cálculo do termo k. O cálculo deveria se realizar considerando a tarifa com praticada, pois os descontos são uma situação conjuntural exigida pelo mercado. Logo, o fator K torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a Concessionária não obteve.

Solicita-se à ARSESP:

- a. Apurar de forma simétrica anual e proceder à aplicação ao final de cada ciclo tarifário;
- b. Considerar as tarifas efetivamente praticadas, levando-se em os descontos concedidos pelas Concessionárias, necessários para garantir o volume aprovado.

7. Plano de Investimentos

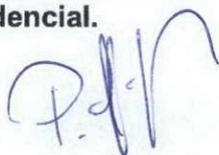
7.1 Adequação de instalações internas e conversão de equipamentos

É de prática regulatória geral que alguns gastos que beneficiem a algum usuário ou um grupo de usuários em particular, sejam absorvidos pelas tarifas que são pagas por todos os usuários. Assim, todos os clientes contribuem solidariamente à expansão do sistema.

A justiça desta metodologia se baseia no fato de que a expansão do serviço de gás natural e o seu uso massivo incorpora clientes que contribuirão para pagar os custos totais do sistema, e no longo prazo produzirão uma redução dos custos médios por aumento na escala.

É caso do Mercado Residencial, cuja penetração exige esforços de vendas para incentivar os usuários a optarem pelo uso do gás natural, como marketing, suporte técnico, equipes de comercialização e inclusive a adequação de ambientes e conversão de equipamentos.

Solicita-se à ARSESP considerar no OPEX da Companhia os gastos em instalações internas e conversões de equipamentos como forma viabilizar os projetos de expansão relacionados ao Mercado Residencial.



7.2 Sistemas Locais

Passados quase 4 anos da publicação da Deliberação nº 211 e considerando que nenhum projeto de rede local foi implementado, torna-se claro a necessidade de melhoria na regulação específica.

Em cada Revisão Tarifária a ARSESP poderá aplicar os critérios que considerar pertinentes de acordo com os processos públicos que acompanham as revisões tarifárias. O período é notadamente relevante dado que influencia o Plano de Negócios de cada Concessionária.

Solicita-se à ARSESP:

- a. **Definir em 10% o limite de repasse dos custos dos sistemas locais com todo o sistema;**
- b. **Reconhecer a totalidade dos investimentos e custos incorridos para o fornecimento do gás natural nos sistemas locais;**
- c. **Avaliar a cada revisão tarifária a viabilidade econômica de interligação do sistema local com a rede principal;**
- d. **Possibilitar a aquisição do gás natural nas Estações de Transferência de Custódia dos próprios sistemas locais, eliminando a exigência de que o gás a ser comprimido ou liquefeito seja sempre o da própria concessionária.**

8. Abertura da Comercialização

A Nota Técnica é pouco precisa sobre a metodologia de cálculo dos descontos a ser aplicados à TUSD dos usuários livres e não possibilita previsibilidade às empresas.

Os descontos são discricionários por parte da Companhia, cabendo somente a ela em função da política comercial a decisão de outorgar os mesmos aos usuários. A ARSESP não pode (e nem deveria) obrigar ou mesmo sugerir à Concessionária praticar uma tarifa inferior a aquela regulada.

Solicita-se à ARSESP retirar o item “3.2.2.2 – TUSD e Descontos” da metodologia tarifária.

9. TUSD Específica

Os critérios propostos pela ARSESP representam um tratamento discriminatório e injustificadamente diferenciado entre os clientes do mercado livre e do mercado regulado.

Solicita-se à ARSESP incluir na TUSD Especifica os mesmos componentes de custo que são inclusos no P0 que pagam os demais clientes.

A **Gas Brasileiro** se coloca à disposição para esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,



Walter Fernando Piazza Júnior
Diretor Presidente

Anexo I: Relatório Novix



**Comentários e Contribuições sobre a Nota Técnica RTG
Nº 002/2014 da ARSESP**

**PROPOSTA DE METODOLOGIA DA REVISÃO
TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS
CANALIZADO DO ESTADO DE SÃO PAULO
QUARTO CICLO TARIFÁRIO**

Para:



Novembro, 2014

Conteúdo

1	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LIQUIDA INICIAL.....	3
2	MERCADO.....	6
3	MONITORAMENTO DE INVESTIMENTOS.....	8
3.1	ATUALIZAÇÃO DO EXCEDENTE DAS RECEITAS.....	9
3.2	APURAÇÃO DO P0 DIFERENCIAL PROJETO POR PROJETO	11
3.3	SUBSTITUIÇÃO ENTRE INVESTIMENTOS SEMELHANTES.....	11
4	CAPITAL DE GIRO.....	12
5	CÁLCULO DO FATOR X	13
6	TERMO DE AJUSTE K	18
7	PLANO DE INVESTIMENTOS.....	21
7.1	ADEQUAÇÃO DE INSTALAÇÕES INTERNAS E CONVERSÃO DE EQUIPAMENTOS	21
7.2	SISTEMAS LOCAIS.....	22
8	ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO	24
9	TUSD ESPECIFICA CONSUMIDOR LIVRE, AUTOIMPORTADOR OU AUTOPRODUTOR.....	25

1 Base de Remuneração Regulatória Líquida Inicial

Com relação à Base de Remuneração Regulatória Líquida Inicial, a Nota Técnica RTG N° 002/2014 da ARSESP modifica a metodologia de cálculo da Base Tarifária (BRRL Inicial) aplicada no Terceiro Ciclo e manifesta que *“No caso da GBD e da GNSPS, o Valor BRRL_{Início concessão} é zero”*, argumentando que transcorrido mais de 50% do período da Concessão as empresas estão suficientemente maduras para aplicar estritamente o Contrato de Concessão.

A GasBrasiliano não se opõe à aplicação estrita do contrato de concessão, pelo contrário, defende o respeito estrito do mesmo como base da segurança jurídica indispensável para outorgar previsibilidade ao retorno dos investimentos necessários ao desenvolvimento do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Para cumprir com as disposições do contrato, corresponde reconhecer no ativo o desembolso realizado pela empresa no momento da adjudicação da concessão. Neste sentido, a afirmação da ARSESP de que o valor da BRRL ao início da Concessão é zero não tem fundamento legal, além de gerar um prejuízo sobre o valor investido pela concessionária.

O reconhecimento do desembolso inicial realizado por uma empresa adjudicatária de uma concessão de Serviço Público (eletricidade, água, gás natural, telefonia, etc.) é uma questão de amplo debate no âmbito regulatório nos casos em que o concessionário recebe ativos ao início da concessão.

A controvérsia origina-se sobre o valor a ser incorporado, ou seja, deve-se considerar o desembolso realizado pelo adjudicatário ou outro critério de valoração sobre os ativos recebidos pela concessionária no momento inicial de sua concessão. Portanto, vale destacar que a controvérsia é sobre a forma da valoração e não sobre o reconhecimento do investimento inicial necessário à adjudicação da concessão, não restando dúvidas sobre o reconhecimento do montante como Base de Remuneração Regulatória inicial.

Por outro lado, no caso em que a concessionária não receba ativos ao início da concessão do serviço público (área *greenfield*), não há possibilidade de controvérsia nenhuma, uma vez que a inexistência de ativos no início da concessão não permite

alternativas de valoração que deram lugar para uma discussão. Neste caso, o único assunto de debate é se deve reconhecer-se o 100% do desembolso do adjudicatário ou se deve existir algum limite.

Este conceito esteve sempre presente nas decisões da ARSESP nas Revisões Tarifárias anteriores, onde a BRRL reconhecida sempre incluiu um valor do ativo mais abrangente do que só os ativos físicos. Por isto, a proposta metodológica de determinar a BRRL do Quarto Ciclo Tarifário desconsiderando este ponto é um erro importante que deve ser corrigido pela ARSESP.

A mudança metodológica não só tem o problema anterior, mas representa também uma falta para com a estabilidade dos critérios regulatórios. O respeito à segurança jurídica e à previsibilidade, são fatores são fundamentais para permitir as concessionaras buscarem a alavancagem indispensável para subsidiar os investimentos (maiores no longo prazo) inerentes ao desenvolvimento da atividade de distribuição de gás canalizado. É por isso que, para o benefício do setor no seu conjunto, é fundamental que sejam mantidas as metodologias que a ARSESP têm aplicado nos períodos tarifários anteriores, ajustando só aqueles pontos que apresentem erros ou melhorias evidentes.

Para reforçar a pertinência desta consideração, vale dizer o seguinte:

- O desembolso do montante oferecido para obter a concessão não foi um investimento arbitrário da empresa, surgiu de uma exigência do Poder Concedente. Neste sentido, não há nenhuma dúvida sobre a razoabilidade do conceito de investimento que deve reconhecer-se à concessionária. Isto é suportado também pela experiência regulatória, particularmente no Brasil, onde o caso mais emblemático é o da COMGÁS, mas podendo também ser citadas a CEG e a CEG Rio no estado do Rio de Janeiro.
- Sobre a razoabilidade do montante de desembolso pelo direito da concessão, não existe espaço para debate uma vez que a empresa já tem como referência o próprio valor dos ativos incluídos na BRRL Inicial aprovada no Terceiro Ciclo.

- O contrato de concessão também não exclui, de forma alguma, o valor econômico mínimo desembolsado no momento da adjudicação da concessão no leilão, como parte da Base de Remuneração Regulatória Líquida.

Em efeito, as seguintes subcláusulas da Cláusula Décimo Terceira do Contrato, referem-se à Base de Ativos:

Quinta Subcláusula – A CSPE aprovará R_0 após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à CONCESSIONÁRIA, no ciclo, e levando em conta os seguintes fatores:

- I. estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; e
- II. a oportunidade para a CONCESSIONÁRIA obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.

Oitava Subcláusula - A CSPE revisará 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.

Pode ser observado que o contrato de concessão refere-se aos ativos em geral, sem especificar que deve tratar-se exclusivamente de ativos físicos ou algum outro ativo de natureza particular. A única restrição que se estabelece é que os ativos estejam relacionados com a prestação do serviço. Sendo o desembolso do montante da oferta um requerimento iniludível para a adjudicação da concessão do serviço, não cabe nenhuma dúvida que este está diretamente relacionado com a prestação do serviço, como exigido pelo contrato.

Em consequência, solicita-se à ARSESP a manutenção da metodologia do Terceiro Ciclo para determinação da Base Tarifaria (BRRL) no início do Quarto Ciclo, aplicando a seguinte fórmula:

$$BRRL_{InicialC4} = BRRL_{InicialC3} + \sum_{i=1}^5 (I_i - D_i)$$

2 Mercado

A projeção do mercado é um elemento que tem um impacto fundamental no cálculo da Margem Máxima.

Sobre este ponto a Nota Técnica RTG N° 002/2014 define:

3.1.1 Mercado

A avaliação do mercado para cada concessionária será realizada considerando:

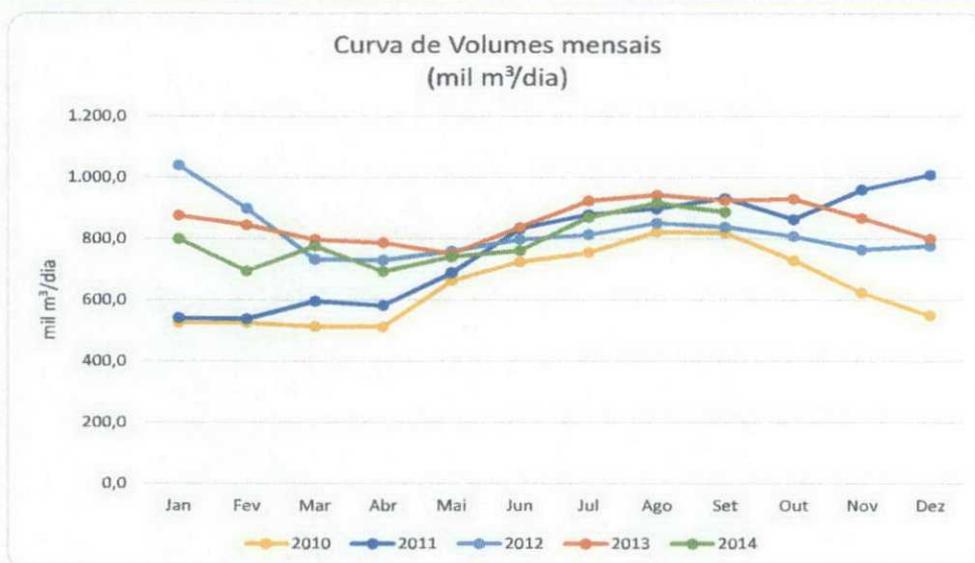
- *A evolução histórica do mercado e as características do mercado existente*
- *A análise crítica do Plano de Negócios apresentado pela concessionária;*
- *Uma avaliação do mercado factível, através do levantamento de dados do mercado potencial na área de concessão, e a avaliação dos investimentos requeridos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

Concordamos com o critério de avaliar as características do mercado existente e avaliação do mercado factível em cada área de concessão, porém, a nota técnica adiciona:

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.

Neste ponto é importante considerar que dificilmente o mercado da **GasBrasiliano** possa ser comparado com os mercados de outros países da América Latina ou mesmo com os mercados das demais áreas de concessão do Estado de São Paulo.

Destacamos a sazonalidade como uma especificidade da área de concessão da **GasBrasiliano**, claramente evidenciada no gráfico com as curvas de volumes mensais a seguir apresentado.



De forma a exemplificar melhor a questão da sazonalidade, fator que deve ser considerado nas projeções de mercado, destacamos dois dados:

- Em 2010 a Companhia distribuiu no mês de janeiro cerca de 520 mil m³/dia, no mês de agosto distribuiu cerca de 820 mil m³/dia e no mês de dezembro cerca de 550 mil m³/dia;
- Em janeiro de 2012 a Companhia distribuiu em média cerca 1,04 milhão de m³/dia, e em abril de 2014, 16 meses após, o volume distribuído foi de cerca de 0,69 milhão de m³/dia, o que representa uma variação de 51%.

O mercado da **GasBrasiliانو** tem essa peculiaridade mais acentuada também devido ao elevado uso da biomassa, combustível já consolidado na matriz energética da área de concessão da Companhia. Esta característica é destacada no Plano Paulista de Energia / 2020, como segue:

“O potencial técnico de substituição de outros energéticos pelo gás natural na indústria não é muito elevado em São Paulo devido a duas características específicas da matriz energética industrial estadual: o grande uso da biomassa e o uso elevado de eletricidade, para processos que requerem energia elétrica e para geração de calor.”

Buscando ampliar o conhecimento sobre a área de concessão, a Companhia vem realizando desde 2012 um amplo levantamento de mercado, que já atingiu 167 municípios da área de concessão da *GasBrasiliano*, que representam 85% do PIB total da área de concessão.

No ciclo tarifário atual, foi arbitrado pela ARSESP um volume 2,6% superior às projeções da *GasBrasiliano*, porém o volume efetivamente distribuído ficará cerca de 20% abaixo das projeções da própria Companhia. Este dado é importante para reforçar que as projeções da Companhia são arrojadas, não sendo cabível a arbitrariedade de mais volumes colocando em risco o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

Considerando que o mercado é um parâmetro muito relevante no cálculo do P0, solicita-se que a ARSESP no processo de avaliação do mercado de cada distribuidora considere, como fator relevante a situação particular do mercado de cada Concessionária, em especial, a especificidade da *GasBrasiliano* quanto à sazonalidade, bem como não extrapolar situações dos outros mercados que dificilmente sejam comparáveis e que podem levar a projeções de mercado arbitrárias, irreais e que prejudiquem a sustentabilidade da Companhia.

3 Monitoramento de Investimentos

O ponto 3.1.3.2 da Nota Técnica RTG N° 002/2014, que trata sobre avaliação do CAPEX durante o Terceiro Ciclo Tarifário, estabelece que o mecanismo de ajuste no caso de não cumprimento de metas físicas de investimentos será o seguinte:

- i. *Recalcula-se a margem de distribuição para o Terceiro Ciclo Tarifário com o expurgo dos projetos de investimento aos custos estimados nesse momento, reduzindo os volumes associados aos investimentos não executados no Plano de Negócios.*
- ii. *Calcula-se o diferencial de margem de distribuição (ΔP_0) como a diferença entre o P_0 aprovado do Terceiro Ciclo e a margem de distribuição (P'_0) correspondente ao mesmo modelo de cálculo, considerando o expurgo dos investimentos e os volumes previstos associados.*
- iii. *Calcula-se o excedente das receitas obtidas em razão dos investimentos considerados no ciclo anterior, mas não realizados.*
- iv. *Atualiza-se o valor até o momento de início do Quarto Ciclo utilizando a taxa de custo de capital adotada para o cálculo do P_0 no Terceiro Ciclo, sendo o montante total ajustado pelo IGPM ao início do Quarto Ciclo.*
- v. *Desconta-se o excedente obtido atualizado das receitas requeridas para o Quarto Ciclo.*

A aplicação de uma compensação por investimentos não realizados é correta uma vez que não corresponde à Concessionária receber uma receita por um valor projetado e não realizado.

Porém, o mecanismo de compensação proposto pela ARSESP apresenta alguns erros metodológicos que não correspondem com o objetivo do ajuste e geram uma deterioração injustificada da receita da distribuidora. Estes erros são:

1. Atualização do excedente das receitas pela taxa WACC.
2. Apuração do P_0 diferencial feita projeto por projeto e excluindo projetos com P_0 diferencial positivo.
3. Impossibilidade de substituição entre investimentos de características semelhantes.

A seguir são descritos estes erros e solicita-se a correção por parte da ARSESP.

3.1 Atualização do excedente das receitas

O excedente das receitas gerado pelos investimentos não realizados é obtido a partir do P_0 diferencial, expressado em moeda do início do Ciclo Anterior e dos volumes realizados ao longo do Ciclo. Ocorre que, para deduzir a somatória de excedentes de cada ano da Receita Requerida no Ciclo Seguinte, deve-se ajustar este montante por uma taxa de juros, como é feito para outras atualizações de variações positivas ou negativas.

Esta compensação está totalmente justificada e pode ser observado este critério em outros ajustes de desvios que ocorrem no âmbito do negócio regulado das distribuidoras, como por exemplo, o cálculo do Termo de Ajuste K e nas diferenças do Custo do Gás:

- No caso do Termo de Ajuste K, de acordo com o Contrato de Concessão:

Décima Oitava Subcláusula – O Termo de Ajuste (K_t) para o período t será expresso em reais por m^3 e será calculado da seguinte forma:

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

Onde:

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

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

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

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

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

Décima Nona Subcláusula – A taxa de juros será indicada pela CSPE, dentre as taxas básicas de juros fixadas pelo Banco Central. Na hipótese de deixar de ser fixada uma taxa básica pelo Banco Central, a CSPE estabelecerá uma taxa alternativa.

- No caso dos Desvios por Custo do Gás e Transporte:

Décima Primeira Subcláusula - Em ocorrendo variações no preço do Gás (P_g) ou do Transporte (P_t), no período compreendido entre a "Data de Referência Anterior" e a da ocorrência do reajuste subsequente, os valores correspondentes às diferenças, a maior ou a menor, obtidos e que tenham sido aprovados pela CSPE, serão contabilizados em separado e atualizados através de uma das taxas básicas de juros fixadas pelo Banco Central, a ser eleita pela CSPE, considerando, no reajuste, os valores apurados.

Nestes casos, o custo de oportunidade do dinheiro é representado pela taxa básica de juros do BACEN (Selic), enquanto as atualizações das receitas excedentes são apuradas com base na taxa WACC e no IGPM, pelo fato de ser a WACC Real e não nominal.

A aplicação da taxa WACC como custo de oportunidade do dinheiro representa um erro conceitual que gera uma redução das receitas da Companhia. Devido a essa inconsistência, **solicita-se à ARSESP a revisão deste critério e a aplicação da taxa de juros média do período da análise.** Vale ressaltar que se a taxa bancária utilizada for a nominal, não se deve proceder ao posterior ajuste pelo IGPM.

3.2 Apuração do P0 diferencial Projeto por Projeto

Para a apuração do P0 diferencial, a proposta metodológica da ARSESP dispõe:

- ii. *Calcula-se o diferencial de margem de distribuição (ΔP_0) como a diferença entre o P_0 aprovado do Terceiro Ciclo e a margem de distribuição (P'_0) correspondente ao mesmo modelo de cálculo, considerando o expurgo dos investimentos e os volumes previstos associados.*

Porém observa-se que na Revisão Tarifária para o 3º Ciclo Tarifário, a ARSESP aplicou um mecanismo que não respeita a metodologia da Nota Técnica:

1. Apurando um *P0 diferencial por projeto*.
2. Desconsiderando os casos onde os *P0 diferenciais* foram positivos. Ou seja, a ARSESP desconsiderou os casos nos quais o expurgo do projeto resultava em um impacto positivo sobre o P0.

Esta forma de aplicação está em desacordo com o princípio do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, pois penaliza sobre uma receita que a companhia já foi penalizada pelo fato de não ter realizado os projetos com volumes relevantes¹.

Solicita-se que a ARSESP, em cumprimento à Nota Técnica, proceda à apuração do P0 diferencial de forma global, ou seja, considere todos os projetos no cálculo do diferencial de P0.

3.3 Substituição entre investimentos semelhantes

O mecanismo de controle de investimentos aplicado pela ARSESP no 3º Ciclo Tarifário, não permite às concessionárias substituírem projetos do Plano de Negócios aprovado não realizados por projetos semelhantes. Este mecanismo é um desestímulo à eficiência, uma vez que a empresa é incentivada a manter a realização de projetos incluídos no Plano de Negócios do período, mesmo que estes, por motivos alheios aos interesses da

¹ Por projetos de volume relevante se entende projetos que tem volume tal que a contribuição do CAPEX sobre o P0 é menor do que a contribuição do volume, e por isto tirá-los do cálculo do P0 tem impacto positivo.

concessão, não sejam mais viáveis economicamente, seja por motivos técnicos ou comerciais.

É importante para o desenvolvimento do mercado e da expansão do uso do gás natural, permitir à concessionária substituir o investimento *original* por outro semelhante, que garanta, no mínimo, a neutralidade econômica para os usuários.

4 Capital de Giro

Com relação ao Capital do Giro, a ARSESP propõe para o presente período tarifário a seguinte metodologia:

No Quarto Ciclo de Revisão Tarifária, para ser reconhecido o custo de capital de giro, a Concessionária deverá apresentar, junto com o Plano de Negócios, um estudo específico com as justificativas para o reconhecimento e o montante correspondente. O estudo será analisado pela ARSESP, que definirá o valor, considerando os seguintes itens:

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

Esta metodologia baseada na realidade individual das empresas chama especialmente a atenção quando o próprio custo de capital da **GasBrasiliانو** é determinado com uma premissa de alavancagem desassociada da realidade da empresa.

Efetivamente, a **GasBrasiliانو** atualmente não possui dívidas, mas a ARSESP propõe um WACC com alavancagem de 60%, baseada na comparação com a COMGÁS. Por isto, no momento de definir o capital de giro a ser reconhecido, utilizando a realidade como base, é demonstrada uma contradição entre critérios da própria ARSESP.

Propõe-se que seja adotado um critério mais adequado e de menor risco regulatório, que é determinar o Capital de Giro apropriado para as empresas distribuidoras com base em um benchmarking de empresas do setor. Isto é de suma importância em mercados pequenos como o da **GasBrasiliانو, onde o ciclo financeiro pode apresentar grandes variações em função da concentração de receitas em alguns poucos clientes.**

5 Cálculo do Fator X

Com relação ao cálculo do Fator X definido na Nota Técnica RTG Nº 002/2014, é possível realizar as seguintes observações:

A. Metodologia de cálculo do fator X:

Do ponto de vista conceitual, não concordamos com a metodologia de cálculo do fator X na Nota Técnica RTG Nº 002/2014 já que o Fator X deve ser calculado a partir do diferencial entre a PTF da indústria em particular e da economia como um todo, e o diferencial de preços dos insumos da economia e da indústria.

O propósito da regulação Price Cap é simular os resultados e as forças do mercado que atuariam sobre as empresas reguladas presentes. Um desses resultados é lograr que as empresas não obtenham um benefício extraordinário. Alcançar esse resultado é desejável para a economia em geral e os consumidores.

Partindo do já conhecido problema de maximização de benefícios por parte das empresas²:

$$\Pi = R - C = \sum_{i=1}^n p_i q_i - \sum_{j=1}^m w_j v_j$$

Onde,

p_i = preço unitário do serviço i regulado

q_i = quantidade do serviço i regulado que a empresa vende

w_j = preço unitário do insumo j empregado na produção

v_j = número de unidades do insumo j empregado na produção

A partir da anterior equação é possível obter o seguinte:

² O desenvolvimento do problema mencionado pode encontrar-se no documento: "Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans" – Jeffrey I. Bernstein e David E. M. Sappington – National Bureau of Economic Research (NBR) – June 1998.

$$\dot{P} = \dot{P}^E - X = \dot{P}^E - \{[\dot{T} - \dot{T}^E] + [\dot{W}^E - \dot{W}]\}$$

Onde,

\dot{P} = Taxa de crescimento dos preços dos serviços regulados

\dot{P}^E = Taxa de crescimento dos preços na economia

X = Fator X

\dot{T} = Taxa de crescimento da produtividade dos insumos da empresa

\dot{T}^E = Taxa de crescimento da produtividade dos insumos da economia

\dot{W}^E = Taxa de crescimento dos insumos da empresa

\dot{W} = Taxa de crescimento dos insumos na economia

Ou seja, para que o regulador alcance o resultado do benefício econômico extraordinário nulo, deve permitir o crescimento dos preços a uma taxa que seja igual à taxa de crescimento dos preços da economia subtraído o Fator X. Assim, o Fator X é igual à soma de dois componentes: a diferença entre a PTF da indústria em particular e da economia como um todo, e o diferencial de preços dos insumos da economia e da indústria.

Esta definição de Fator X é compartilhada, ademais, pelo Dr. Toby Brown e Dr. Boaz Moselle (2008)³. No documento de referência eles afirmam que o Fator X é igual à diferença entre as produtividades e o crescimento dos preços da indústria regulada e do restante da economia.

Ou seja, que no caso do Brasil, o Fator X deveria refletir o crescimento da produtividade esperada da indústria e dos preços dos insumos superiores aos esperados para toda a economia, já que os preços regulados são indexados pelo IGPM que já reflete a combinação dos câmbios nos preços dos insumos e na produtividade total da economia.

³ "Use of Total Factor Productivity Analyses in Network Regulation – Cases Study for Regulation Practice", Dr. Toby Brown and Dr. Boaz Moselle, October 2008.

Este argumento é confirmado no mesmo documento referenciado pela ARSESP na Nota Técnica Nº 002/2014 na nota de rodapé número 4⁴. Neste relatório se define:

For the purposes of price controls, the productivity estimate for the UK economy needs to be deducted from the industry specific estimates. This is because the price controls are indexed to RPI, which in a competitive economy reflects the combination of the change in input prices and changes to Total Factor Productivity. The X factor in an RPI-X price control should therefore only reflect expected productivity growth over and above that expected for the economy as a whole.

Inclusive a Nota Técnica do ciclo tarifário anterior (RTM 02/2009) o cálculo do fator X incluía esse aspecto, como se observa a seguir:

3.2.5.3 Índice de Törnqvist

Considera-se a estimativa do Fator X por meio da seguinte fórmula:

$$X \equiv [\Delta \overline{PTF} - \Delta PTF_E] - [\Delta W - \Delta W_E] \quad [3]$$

1. Para estimar $[\Delta W - \Delta W_E]$ se considera a diferença o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da Concessionária, e a variação do IGPM (número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.)
2. A ΔPTF_E foi estimada recentemente por de Holanda *et. al.* (2007). Os autores estimaram que a PTF do Brasil teve um crescimento de apenas 10% entre 1992 e 2006, contribuindo com cerca de 20% do crescimento do PIB verificado no período, isto é 0,68% anual. A estimativa do crescimento da PTF para o Brasil está bem abaixo de outros países emergentes e desenvolvidos.
3. Para estimar $\Delta \overline{PTF}$ (se considera a seguinte fórmula):

$$PTF_{ajustada\ por\ volume} = PTF + \left(1 - \frac{1}{\epsilon}\right) \times \Delta Y \quad [4]$$

Pelos argumentos antes mencionados, propomos que a ARSESP mantenha a fórmula de cálculo do fator X utilizada na revisão tarifária anterior, já que consideramos que o proposto na Nota Técnica RTG Nº 002/2014 é conceitualmente incorreto.

⁴ "Productivity Improvements in Distribution Network Operators", Final Report, CEPA 2003.

B. Fator X piso e teto

Na Nota Técnica, a ARSESP propõe a incorporação de um “piso” e um “teto” no Fator X a ser aplicado em função das limitações do número de empresas no setor.

O valor teto de 2% já foi utilizado pela ARSESP na revisão anterior, pela ANEEL na última revisão tarifária para o setor elétrico e está de acordo com a experiência internacional. Consideramos esse critério razoável já que um valor maior poderia constituir um risco para a sustentabilidade das empresas e a capacidade para fazer os investimentos necessários para a expansão do sistema.

Já em relação ao “piso” para o Fator X, não existem evidências da adoção deste critério nos entes reguladores da América Latina tais como: ANEEL, Osinergmin (Peru), CREG (Colômbia) e ASEP (Panamá) e não está adequadamente fundamentado o valor adotado de 0,5%.

Portanto, propomos que a ARSESP mantenha a limitação do “teto”, mas retire da metodologia a aplicação do “piso”.

C. Ajuste do Fator X pela escala

De acordo com a Nota Técnica o ajuste será feito da seguinte forma:

3.1.9.3 Etapa 2: PTF ajustada pela escala

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

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

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

Onde:

PTF: Índice de Tornqvist da etapa 1

ε é a elasticidade de escala a ser determinada pela ARSESP, após uma análise crítica da informação histórica 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.

∂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:

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

Aqui cabe ressaltar dois pontos:

- Consideramos que realizar o ajuste pela escala é correto já que as economias de escala estão implícitas no cálculo de P0, porém aplica-se uma fórmula a qual não está indicada a fonte e não explica adequadamente como será feita a análise crítica da informação histórica para a determinação do valor.
- O registro utilizado na Nota Técnica para o cálculo do Fator X é incorreto. Substituindo o valor do \overline{PTF} pela fórmula do PTF ajustada pela escala o resultado é inconsistente: $X = \Delta \overline{PTF} = PTF - \overline{PTF} = PTF - (PTF + (1 - \frac{1}{\varepsilon}) * dy) = - (1 - \frac{1}{\varepsilon}) * dy$.

Solicitamos que a ARSESP indique a fonte da fórmula e explique a metodologia para a determinação do valor do ε .

D. Ponderadores dos produtos para o cálculo do TFP

A Nota Técnica estabelece ponderadores dos produtos para o cálculo do TFP com os seguintes valores:

- Quantidade de clientes: 0,5;
- Energia distribuída: 0,25 e;
- Extensão de rede: 0,25.

Os valores são arbitrários e na Nota Técnica não estão justificadas as razões pelas quais são estabelecidos. Solicita-se que a ARSESP fundamente os valores definidos.

E. Dados a utilizar para o cálculo dos Índices

Na Nota Técnica, não está explícito quais dados e períodos que serão utilizados no cálculo do índice do TFP.

Solicitamos, portanto, que sejam explicitados os dados que serão utilizados e o período de tempo a ser utilizado.

F. Índice dos produtos utilizados

Os produtos considerados pela ARSESP são: a quantidade de clientes, a energia consumida (volume) e os quilômetros de rede. Efetivamente, as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto, incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de clientes pode trazer problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre as ditas variáveis.

Por essa razão propomos duas versões do índice de produtos considerando, alternativamente: o número de clientes com os quilômetros de rede; e o número de clientes com o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos dados estatísticos sejam mais significativos.

Na presença dos pontos mencionados, solicitamos à ARSESP a revisão da metodologia do Fator X de acordo aos fundamentos expostos.

6 Termo de Ajuste K

O Termo de Ajuste K apresenta alguns problemas metodológicos que geram reduções sobre a receita das Concessionárias.

Um dos problemas mais evidentes é que, mesmo acertando a projeção do mercado, surge uma penalização por conta de que a evolução dos diferentes mercados tem taxas de crescimento diferentes. Nesta situação, como a Margem aprovada é uma Margem Média dos cinco anos projetados, a comparação com a Margem Obtida de cada ano gerará um Fator K negativo e uma penalização em alguns desses anos somente pela metodologia utilizada no cálculo.

Desde o ponto de vista estatístico, sempre que se utilizam médias, ocorrerão valores que se situam acima e outros que se situam abaixo dessa média calculada.

Além disso, caso a concessionária realize todo o volume projetado para as classes tarifárias cuja margem é superior ou igual à margem média e não realize o volume projetado para as classes nas quais a margem é inferior à margem média, *ceteris paribus*, a concessionária seria penalizada, pois a receita recuperada é menor que a receita requerida, impossibilitando a recuperação de parte dos custos incorridos na prestação do serviço. Adicionalmente a empresa é penalizada pela geração do Termo de Ajuste K negativo.

De fato, esta situação é perfeitamente factível uma vez que toda projeção possui uma margem de erro, mesmo que estas utilizem as ferramentas modernas de projeções.

A própria ARSESP, também já reconheceu explicitamente esse problema na metodologia na Nota Técnica N° RTM/02/2009 correspondente ao 3° Ciclo Tarifário onde declara no ponto 3.4.2 Resultados e Recomendações:

Devido à existência de tarifas não lineares e que P_0 considera uma ponderação de volumes de venda projetados diferentes das vendas reais, geram-se valores do Termo de Ajuste K diferentes de zero. Isto se observa no cenário de previsão perfeita, ainda que os volumes previstos sejam iguais aos volumes reais distribuídos, o Termo de Ajuste K apresenta diferenças a serem compensadas. Este mesmo cenário serve para explorar as fontes de erros de previsão que produzem a maior diferença absoluta nas receitas e na volatilidade. Verificou-se que os erros de predição no setor de tarifas para empresas geradoras termelétricas, afetam fortemente a volatilidade do Termo de Ajuste K, assim como também os erros de previsão na categoria Residencial.

Os resultados mostraram que a variabilidade do Termo de Ajuste K depende diretamente da capacidade de predição da estrutura de vendas.

Adicionalmente, na mesma nota técnica mencionada acima no final da proposta da abordagem para o cálculo do Termo de Ajuste K para o terceiro ciclo, a ARSESP conclui:

- iv) A partir dos resultados obtidos nas simulações e de uma pesquisa cuidadosa da fórmula aplicável ao cálculo do Termo de Ajuste K, se conclui que é necessário elaborar uma proposta de revisão do mesmo nos próximos anos, a ser concluída até o próximo ciclo tarifário.

Outra observação importante é a determinação de que “se MO_{t-1} é menor que MM_{t-1} , então $K_t = 0$ ”, ou seja, a aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período, no entanto, se a concessionária obtém uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a zero, e a empresa não recebe uma compensação em tal sentido.

Essa determinação não faz o menor sentido, pois o termo de ajuste K desta forma, apenas penaliza desvios de projeções da concessionária desfavoráveis aos usuários, havendo aí um desbalanceamento na regra determinada pelo regulador. É por isto que se propõe que o fator K seja simétrico, permitindo ajustes positivos quando o rendimento obtido for menor que o projetado.

Outro problema da metodologia atual refere-se às tarifas utilizadas para o cálculo do termo k. O cálculo deveria se realizar tendo em conta a tarifa com desconto e não a tarifa deliberada, de maneira que a concessionária não se encontre em risco de não recuperar a receita regulatória uma vez que os descontos são uma situação conjuntural exigida pelo mercado.

Ao desconsiderar as tarifas reais aplicadas (tarifas com desconto) a Concessionária não recupera a receita regulatória calculada. Esta aplicação viola o princípio regulatório de recuperar a receita que foi aprovada à Companhia.

Ocorre que, ao calcular a margem teórica obtida (MO), resultante da multiplicação do volume real vendido pela tarifa máxima permitida, obtêm-se uma margem irreal não auferida pela Concessionária e não uma margem efetiva que seria obtida pela multiplicação do volume real vendido pela tarifa real praticada (com a aplicação de descontos). Vale ressaltar neste ponto, que os volumes projetados e aprovados no Plano de Negócios são sustentados pela aplicação das tarifas com desconto e não das tarifas deliberadas.

Na realidade, em sua essência, o termo K visa controlar os ganhos do monopolista via um máximo de ingressos médios obtidos, e atualmente aplica-se como um mero mecanismo de penalização a desvios de volumes.

Logo, o fator K como definido atualmente torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a Concessionária não obteve. Ou seja, as sinalizações do atual fator K são totalmente incorretas, pois indicam à Concessionária que, mesmo obtendo uma margem inferior à margem máxima permitida (devido, por exemplo, a fatores de mercado), poderá ser penalizada através do redutor de suas tarifas máximas no próximo ano, não conseguindo recuperar os seus custos necessários para obter a rentabilidade aprovada pelo regulador.

Na presença dos pontos antes mencionados, solicita-se à ARSESP estabelecer nesta metodologia uma correção no mecanismo aplicando os seguintes critérios: a) Apuração anual e aplicação única quinquenal, de maneira simétrica, ao final de cada ciclo tarifário; b) Considerar as tarifas efetivamente praticadas, considerando os descontos aplicados pelas Concessionárias, necessários para garantir o volume aprovado.

7 Plano de Investimentos

7.1 Adequação de instalações internas e conversão de equipamentos

É prática regulatória geral que alguns gastos que beneficiem a algum usuário ou um grupo de usuários em particular, sejam absorvidos pelas tarifas que são pagas por todos os usuários. Este mecanismo é conhecido como “roll-in”, e através do mesmo, todos os clientes contribuem solidariamente à expansão do sistema.

A justiça desta metodologia se baseia no fato de que a expansão do serviço de gás natural e o seu uso massivo incorpora clientes que contribuirão para pagar os custos totais do sistema, e no longo prazo produzirão uma redução dos custos médios e seu consequente ganho de produtividade por aumento na escala. Quanto mais em massa seja

o uso do gás natural, maiores serão os ganhos de eficiência por economias de dispersão ou densidade.

É caso do Mercado Residencial, cuja a penetração exige esforços de vendas para incentivar os usuários a optarem pelo uso do gás natural, como marketing, suporte técnico, equipes de comercialização e inclusive a adequação de ambientes e conversão de equipamentos.

Por este motivo, solicita-se à ARSESP considerar no OPEX da Companhia os gastos em instalações internas e conversões de equipamentos como forma viabilizar os projetos de expansão relacionados ao Mercado Residencial.

Como referência pode-se citar o caso do Rio de Janeiro, onde as tarifas aprovadas incluíram desde a primeira revisão tarifária os investimentos em instalações internas, permitindo uma grande massificação do serviço de gás natural canalizado.

Outra referência é o caso do Peru, onde o governo está realizando contínuos esforços para a massificação do uso do gás natural no país. Nesse sentido, no ano 2008, incorporou como parte dos custos de operação e manutenção reconhecidos nas tarifas, os gastos de promoção das comercializadoras, que incluem os custos da comercialização e instalação de rede interna na propriedade do cliente. A empresa distribuidora tem que apresentar um plano quinquenal de gastos de promoção que deve ser aprovado pelo OSINERGMIN (agência reguladora), e logo apresentar informações que comprovem que os clientes residenciais foram efetivamente ligados (Resolución N° 0011-2012 OS/CD, OSINERGMIN).

7.2 Sistemas Locais

Passados quase 4 (quatro) anos da publicação da Deliberação nº 211 e considerando que nenhum projeto de rede local foi implementado, torna-se claro que a regulação não alcançou seu objetivo de *“incentivar o desenvolvimento da indústria de gás, estabelecendo normas no sentido de promover a ampliação deste combustível com competitividade e eficiência”*, nas palavras da própria Deliberação em epígrafe.

A norma traz ainda em seu texto a consideração sobre *“a necessidade de expansão de redes de distribuição de gás canalizado para atendimento em regiões onde existam projetos de redes locais de distribuição”*, visando *“evitar a realocação de empresas que dependam do gás canalizado para outros municípios e estados em razão da inexistência de rede de distribuição de gás canalizado em operação na região em que funciona a planta industrial”*.

No Estado de São Paulo e, em especial na área de concessão da **GasBrasiliانو**, que concentra 375 municípios, em uma área de 141.623 km² que representa 57% da área total do Estado, ainda existem grandes distâncias entre os pontos de consumo e a rede primária do sistema de distribuição.

Ora, é sabido que naqueles mercados menores e mais distantes, nos quais é prevista uma expansão gradual do uso do gás natural, a alternativa de construir um gasoduto de rede primária para fornecer o energético aos primeiros usuários não é a mais eficiente, uma vez que a capacidade do gasoduto terá um baixo nível de utilização.

Neste caso, para os primeiros anos de desenvolvimento do mercado, o mais eficiente é suprir a nova rede de distribuição por meio de GNC ou GNL, conforme as distâncias e os volumes envolvidos em cada caso. Na medida em que o mercado cresce, a quantidade de viagens terrestres para alimentar a nova rede de distribuição fará crescer os custos de transporte até chegar ao ponto no qual esta alternativa deixará de ser a mais eficiente. Apenas neste momento então é que a construção do gasoduto de rede primária torna-se a melhor alternativa para o atendimento dos usuários do gás.

Diante de todo o exposto e em vista da situação atual, para o desenvolvimento de novos mercados em regiões distantes do sistema principal, torna-se necessário e imperioso que a ARSESP faça constar na Metodologia da Revisão Tarifária ora em consulta pública, as alterações nas normas regulatórias que são imprescindíveis para viabilização dos sistemas locais.

Isto porque em cada Revisão Tarifária a ARSESP, considerando suas atribuições, poderá aplicar os critérios que considerar pertinentes de acordo com os processos públicos que

acompanham todo o procedimento das revisões, para composição da margem de distribuição das concessionárias.

O período é notadamente relevante dado que influencia o Plano de Negócios de cada Concessionária para o próximo Ciclo Tarifário.

Somente com esta definição por parte da ARSESP, estabelecendo normas que, de fato, viabilizem a expansão do gás canalizado para atendimentos nos sistemas locais é que as concessionárias poderão fazer constar em seus Planos de Negócio os investimentos para expansão das redes nos municípios mais distantes do sistema principal, nos quais a utilização deste importante energético contribuirá para o desenvolvimento regional; através da atração de novos investimentos, do aumento da competitividade das empresas e da preservação da natureza e do meio ambiente.

Por fim, importa destacar que nem o Contrato de Concessão, tampouco a Portaria CSPE 160/2011 ou qualquer outra norma legal ou da regulação, restringe a prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado a partir de um único sistema conectado. A interpretação de que a Concessionária somente pode comercializar o gás natural a partir do Gasoduto de Transporte é uma interpretação equivocada que traz como consequência a não observância aos princípios da universalidade e da não discriminação na prestação do serviço público.

Por isto, solicita-se à ARSESP: (a) definir em 10% o limite de repasse dos custos dos sistemas locais com todo o sistema; (b) reconhecer a totalidade dos investimentos incorridos para o fornecimento do gás natural nos sistemas locais; (c) avaliar a cada revisão tarifária a viabilidade econômica de interligação do sistema local com a rede principal; e (d) possibilitar a aquisição do gás natural nas Estações de Transferência de Custódia dos próprios sistemas locais, eliminando a exigência de que o gás a ser comprimido ou liquefeito seja sempre o da própria concessionária (Artigo 2 – Parágrafo 7).

8 Abertura da Comercialização

Em relação à abertura da Comercialização, a Nota Técnica RTG N° 002/2014 dispõe:

3.2.2.2 TUSD e Descontos

As Concessionárias podem conceder descontos sobre as margens de distribuição para os serviços do tipo integrado que oferecem a seus usuários. Na hipótese de serem concedidos tais descontos, os mesmos níveis praticados no Mercado Regulado devem ser aplicados na TUSD para o Mercado Livre.

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

Portanto, i) os descontos na MM praticados aos Usuários Regulados em condições similares devem ser iguais e ii) a TUSD dos Usuários Livres deverá considerar um desconto igual ao desconto praticado na MM dos Usuários Regulados em situações (tipo e níveis de consumo) similares.

A ARSESP verificará a observância do princípio da não discriminação.

A Nota Técnica é pouco precisa sobre a metodologia de cálculo dos descontos a ser aplicados à TUSD dos usuários livres e não possibilita previsibilidade às empresas.

Além disso, tal como diz a Nota Técnica, a possibilidade de praticar descontos está prevista no Contrato de Concessão, onde estes descontos são discricionários por parte da Companhia, cabendo somente a ela em função da política comercial a decisão de outorgar os mesmos aos usuários. Em consequência, a ARSESP não pode (e nem deveria) obrigar, ou mesmo sugerir, à Concessionária praticar uma tarifa inferior a aquela regulada.

Propõe-se a que ARSESP efetue a retirada do item 3.2.2.2 – TUSD e Descontos da metodologia tarifária, pois os descontos praticados pelas Concessionárias levam em conta a necessidade de competitividade de uma tarifa que é composta de margem + commodity, e sendo o cliente livre para adquirir a commodity de outro supridor, a tarifa regulada passa a ter apenas uma parcela da margem.

9 TUSD Especifica Consumidor Livre, Autoimportador ou Autoprodutor

Em relação à TUSD específica para Consumidores Livres, Autoimportadores e Autoprodutores, a ARSESP estabelece na Nota Técnica RTG N° 002/2014 que se o investimento for efetuado pelo usuário, a TUSD-E não incluirá remuneração pelo investimento, porém se o investimento para a conexão for realizado pela distribuidora, a TUSD-E deve considerar a remuneração desse investimento específico.

No mesmo sentido, se estabelece que os custos de O&M sejam determinados especificamente para esta rede com base na mesma proporção entre o custo de O&M da empresa e o valor da Base de Remuneração Regulatória Bruta.

Estes critérios representam um tratamento discriminatório destes clientes, uma vez que eles não estão participando no reconhecimento dos ativos do sistema de distribuição, que também são necessários para a prestação do serviço.

Portanto, solicita-se á ARSESP incluir na TUSD Especifica os mesmos componentes de custo que são inclusos no P0 que pagam os demais clientes.