

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 02/2014

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASPACER / THYMOS ENERGIA

AGÊNCIA DE REGULAÇÃO DO ESTADO DE SÃO PAULO – ARSESP.

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº RTG/02/2014**

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

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

A Consulta Pública de que trata esta contribuição tem por objetivo colher contribuições e informações que subsidiarão a deliberação a ser aprovada pela Diretoria da ARSESP sobre a proposta para Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

Contribuições a Consulta Pública

Este relatório tem como objetivo destacar os principais pontos referentes à análise da NOTA TÉCNICA N° RTG/02/2014 que apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta pela CSPE para o processo de revisão tarifária da concessionária de distribuição de gás canalizado, Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS).

Propõe-se identificar aspectos críticos, que possam ir de encontro aos interesses dos consumidores representados pela ASPACER e ABRACE. Adicionalmente, busca-se elaborar sugestões que visem o enriquecimento do referido processo de revisão tarifária.

Inicialmente, serão feitas considerações de forma genérica sobre o Processo de Revisão Tarifária. Na sequência serão realizadas análises mais detalhadas sobre os Custos Operacionais (OPEX), sobre os Investimentos Previstos (CAPEX) e sobre as projeções de crescimento de mercado utilizadas no processo. A proposta de uma nova estrutura tarifária foi analisada sendo feitas considerações para as classes existentes e o emprego de fatores adicionais ao estabelecimento do Fator X foram sugeridos. Finalmente, foram feitas considerações sobre o cálculo da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e sua alteração metodológica para o método do custo de reposição a partir de preços médios e aspectos relacionados a do Magem Inicial (P0) e do Fator K.

1. Metodologia Proposta

TEXTO/ ARSESP

A metodologia proposta com utilização através do método de fluxo de caixa descontado está adequada e condizendo com os princípios de discriminação de seu uso, acesso, continuidade da qualidade e modicidade tarifárias propostas pela ARSESP. Mantendo assim, a mesma formulação do para definição de seu preço teto do 3º. ciclo de revisão”.

$$P0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_5}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=5} \frac{D_i \cdot w}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}}$$

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

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.

A ASPACER é favorável à metodologia proposta por esta revisão ao considerar o levantamento físico dos ativos realizado conforme deliberação no. 402/2013 ao definir o valor original de compra reconhecido (VOC), a depreciação conforme tabela regulatória aprovada e sua correção pelo IGPM. Porém, ressalta que tal metodologia poderia ter avanços regulatórios ao exemplo das contribuições feitas através deste documento quanto à base de remuneração de ativos que se utiliza do valor novo de reposição, seus módulos construtivos e preços médios praticados.

Embora com alteração regulatória na metodologia de formação da base de ativos (BRR) diferente dos ciclos anteriores, solicitamos que para o 5º. Ciclo de revisão, além da utilização da metodologia proposta pelo custo histórico corrigido, aperfeiçoamentos sejam feitos para devida captura dos ativos estritamente relacionados à prestação do serviço de distribuição através do valor novo de reposição dos ativos, aqui proposto.

Caso a nova metodologia de ativos sugerida pela ARSESP não venha a ser utilizada por este ciclo de revisão tarifária, pois ainda existe necessidade de posicionamento da Procuradoria Geral do Estado sobre utilização da Margem Máxima Inicial (Po), que considera o VEM acrescido dos investimentos líquidos realizados até a data de revisão e sua continuidade, sugere-se a prudência e transparência desta Agência no sentido de realizar uma nova Audiência Pública.

As informações e seu detalhamento já divulgados nos ciclos passados, ainda são insuficientes para uma melhor compreensão dos impactos entre as componentes analisadas e seus aumentos.

Como a regulação age no sentido de estabelecer um preço teto adequado a prestação do serviço, com eventual desconto sobre tal preço teto a ser praticado pela concessória de gás natural, é de fundamental importância que as premissas utilizadas na análise regulatória estejam adequadas a realidade do mercado atual de gás natural para que a regulação atue em prol da modicidade tarifária.

Com a possibilidade em retornar aos aspectos metodológicos antigos e a nova metodologia proposta pela ARSESP não contemplar o “VEM”, prudência seria no sentido em se realizar nova Audiência Pública para discussão e reabertura das contribuições quanto ao 4º. Ciclo de Revisão Tarifária.

Nossa contribuição vem no sentido de após o término do 4º. Ciclo de revisão tarifária, a abertura de Audiência Pública para o 5º. Ciclo de Revisão tarifária seja feita. Conforme já identificado nos últimos ciclos passados, o período de contribuições e análises sobre as propostas metodológicas e valores disponibilizados pela Agência são reduzidos e inferiores a um ano dificultando a sua contribuição e análise.

As contribuições metodológicas feitas em outros países, a exemplo da Inglaterra, são feitas cerca de 2 a 3 anos antes do ciclo de revisão tarifária em questão. Assim, espera-se que a proposta metodológica referente ao 5º. Ciclo de revisão tarifária seja divulgada logo após o término do 4º. Ciclo de revisão, com tempo hábil adequado para validação de suas premissas ao permitir seu detalhamento, divulgação de estudos técnicos qualificados e notas técnicas regulatórias que nortearão o próximo ciclo de revisão a ser proposto ao longo dos próximos 5 anos antes da nova revisão tarifária.

Deveria ser apresentada uma nota técnica mais analítica e menos sintética, apresentado uma melhor compreensão dos valores realizados frente aos definidos no início do período de revisão tarifária para cada uma das componentes que formam o Preço Inicial e a margem máxima estabelecida.

Quanto aos dados contábeis divulgados pelas concessionárias até 31/12/2013, observa-se divergência entre os valores contabilizados e os utilizados como base para a formação da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL). Aqui as explicações quanto a diferença entre as duas base se faz necessárias não só para o terceiro como para o segundo ciclo de revisão tarifária.

Espera-se que as informações disponibilizadas possuam uma abertura maior das principais componentes que detalham sua tarifa, em específico a base de remuneração dos ativos e as *diferenças observadas entre os valores definidos durante o 2 e 3º ciclo de revisão tarifária e os efetivos realizados ao longo do último quinquênio.*

A base de dados disponibilizada é insuficiente, não atendendo à especificação da nota técnica quanto ao detalhamento de informações. Até a data, os estudos contratados pela agência e conciliação da base não foram divulgados ao mercado. Desde a postergação da referida consulta pública não foi disponibilizado nenhuma informação pública pela agência ao mercado.

Em relação ao detalhamento dos cálculos, não foram disponibilizadas todas as aberturas de cálculos e base de informações utilizadas, embora haja melhoria quanto ao detalhamento das informações de um ciclo ao outro. Há exiguidade de prazo para a avaliação das informações disponibilizadas e utilizadas no processo de revisão tarifária sem tais informações disponíveis para comparação.

2. Análise sobre a Base Tarifária

TEXTO/ ARSESP

A Base Tarifária calcular-se-á a partir do valor dos ativos existentes na data do contrato de concessão, somados os investimentos realizados desde essa data, e deduzidas as depreciações e baixas: 1) dos ativos existentes na data do contrato e 2) dos investimentos realizados desde essa data.”

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

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Ao analisar a determinação da base de ativos propostos e a deliberação 402/2013 que estabelece os procedimentos para levantamento dos ativos e sua conciliação contábil, constata-se que o cronograma de execução do trabalho divulgado por deliberação e seus resultados ainda não foram divulgados.

Deliberação 429/2013 e 478: Estabeleceu os seguintes prazos:

Até 15_12_2013: Apresentação pela Comgás do Resultado da Aplicação da Metodologia que trata o Anexo I da Deliberação 402/2013

Até 25/08/2014: Apresentação pela GNSP

Gás Brasileiro _Cronograma de divulgação não disponibilizado pela ARSESP

Para o caso da Comgás que já realizou a apresentação dos resultados da aplicação da metodologia empregada junto a ARSESP até 15/12/2013 os dados detalhados e as conclusões obtidas sobre este estudo ainda não foram disponibilizados pela ARSESP ao mercado.

Solicita-se aqui que a ARSESP disponibilize ao público o resultado da aplicação metodológica para definição da BRRL no início do 2º. Ciclo e terceiro ciclo (2003-2013) de revisão de todas as concessionárias do Estado e sua conciliação contábil e principais informações relevantes.

Tais estudos a serem divulgados pelas concessionárias (cronograma estabelecido através de deliberações da ARSESP) devem ser disponibilizados pela Agência Reguladora ao mercado, pois trazem informações importantes e fundamentais para uma melhor compreensão da formação da base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL). No caso da Comgás, o resultado do estudo foi entregue em dez_2013, porém até a data, ainda não disponibilizado ao mercado pela ARSESP.

O item 3.1.3.2 destaca que eventuais ajustes poderão ser feitos levando-se em conta o resultado da deliberação 402, assim é de crucial importância e responsabilidade da agência que tais informações da reconciliação da base regulatória e contábil sejam disponibilizadas. Uma vez que tais informações já foram recebidas pela ARSESP, trazendo transparência ao processo e uma melhor compreensão sobre a base de revisão quanto ao segundo e terceiro ciclo de revisão.

Ao se analisar os princípios básicos que devem ser utilizados para aprovar investimentos, observa-se a definição de investimentos prudentes, entretanto os critérios de utilidade, uso e prudência não foram detalhados ou destacados em deliberação da ARSESP que trate sobre o tema.

A análise quanto a base de remuneração na formação da base líquida ao longo dos dois últimos ciclos de revisão tarifária deve ser feita, com correção e ajustes aos investimentos a serem considerados prudentes adicionados sobre a base de remuneração. Devem ser analisadas todas as componentes que formam sua base entre seus componentes maiores e menores.

Assim, é possível identificar sua prudência, eliminando excessos, redundâncias e discrepância entre ciclos. Ao analisar, por exemplo, os dados contábeis divulgados pela Comgás em 31/12/2013, observa-se grande discrepância entre os valores contabilizados e utilizados como base para a formação da Base de Remuneração Regulatória Líquida em março de 2009, quando dos dados regulatórios disponibilizados no valor de R\$ 4.934 bilhões.

Ativo Contábil - COMGÁS	dez-13	dez-12	dez-11	dez-10	dez-09	dez-08	dez-07
Imobilizado	4.132.663	3.624.159	3.304.491	3.038.079	2.445.146	2.322.809	2.160.456
Crescimento Anual do Ativo	508.504	319.668	266.412	592.933	122.337	162.353	
BRRL - C3 - Março 2009						4.934.000	
						102%	

PROPOSTA

Sugere-se a disponibilização da reconciliação contábil da base de remuneração regulatória, antes da validação final desta proposta metodologia.

Devido aos altos investimentos realizados nos últimos ciclos, em específico o 2º ciclo de revisão tarifário (ainda não amortizado), associados à falta de informações quanto à evolução da base regulatória e ao pouco detalhamento das informações disponibilizadas pela agência no 2º. e 3º. Ciclo de revisão tarifária, até a data não é possível concluir quanto à adequação e acurácia sobre base regulatória atual disponibilizada ao mercado.

Proposta Metodológica: A metodologia atual no setor de gás natural para o Estado de São Paulo quanto à base de remuneração, nada mais é do que a correção do Valor Econômico Mínimo (VEM) quando do início da concessão, adição do investimento realizado ao longo do período, com eventuais capitalizações e baixas sobre sua base de remuneração e desconto pelo custo ponderado de capital (WACC).

A proposta para este 4º. Ciclo de revisão tarifária é a alteração da atual metodologia regulatória para o que já vem sendo empregado atualmente para o setor de distribuição de energia ao considerar um novo valor de reposição dos ativos. Nossa proposta é que para o 4º. Ciclo de revisão em diante, tal metodologia, seja empregada, isto é, a implementação do método do custo de reposição a partir de preços médios.

Assim, é preciso definir se o investimento a ser remunerado está ou não relacionado com os ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado, pois a opção resultará num valor diferente para a base de remuneração e, conseqüentemente, em valores diferentes para as tarifas que serão cobradas dos consumidores. Vale ressaltar que a conceituação de investimento prudente passa pelo entendimento de que devem ser investimentos efetivamente realizados no âmbito da concessão, de forma criteriosa, atentando-se para a eficiência na alocação dos recursos, bem como na aquisição dos mesmos. Ademais, a análise da prudência deve ser complementada pela observância da modicidade tarifária, pois os investimentos devem ser também compatíveis com a capacidade de pagamento dos consumidores.¹

Essa metodologia parte do princípio que o projeto, se fosse construído a preços atuais, tendo por base os quantitativos de materiais, equipamentos e serviços, que fazem parte dos projetos. Em outros termos, a metodologia consiste em calcular o valor do investimento para a construção de gasodutos e capilaridade da rede de distribuição e seus ativos, como se fosse hoje a sua implantação, ao considerar as características técnicas e correspondentes quantitativos estabelecidos no projeto.

Assim, a prudência dos investimentos seria feita através dos custos unitários obtidos a partir do banco de dados da ARSESP, ao levar em consideração todos os investimentos feitos pela concessionária ao longo dos últimos 5 (cinco) anos e sua respectiva associação a cada unidade patrimonial e tipo de

¹ Nota técnica no. 409/2009 – SRE – ANEEL – Banco de Preços Referenciais – Módulos Construtivos

investimento. Deve considerar as particularidades do projeto de cada um dos investimentos a serem feitos, suas eventuais capitalizações a serem realizadas, ao considera os critérios de prudência previamente definidos em regulamentação.

O cálculo da nova base de remuneração dependerá das informações constantes nos documentos dos projetos em análise, submetidos pelos concessionários a ARSESP e seu banco de preço atualizado. Não havendo informações suficientes para aferir os quantitativos de materiais, equipamentos eletromecânicos e serviços, ou se as mesmas forem notadamente inconsistentes, a ARSESP, deverá elaborar estudo complementar junto ao concessionário, visando possibilitar o cálculo mais preciso da nova base em questão a ser considerada.

Nossa proposta, a exemplo do que já vem sendo empregado no setor elétrico será a definição da Metodologia de Composição dos Módulos Construtivos do Sistema Brasileiro de Distribuição de Gás Natural – SBDGN, composto por descrições padronizadas de materiais e atividades/serviços dos módulos construtivos, contendo módulos construtivos para o dimensionamento das redes de gás natural, tipo, descrição e características padronizadas dos materiais, conforme definido em normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT; e, descrição detalhada das atividades / serviços, incluindo a constituição de equipes, transporte de materiais, veículos envolvidos, engenharia, administração e custos indiretos.

Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização associada. A aqui a eventual alteração do manual patrimonial adotado pelo setor de gás natural deverá ser considerada, ao levam em consideração a inclusão de novas unidades de cadastro a serem incorporadas devido aos investimentos recentes realizados na rede de distribuição do gás natural, levando-se em conta os novos padrões construtivos adotados pelas concessionárias.

Desta forma, a proposta metodológica deverá considerar; i) o levantamento de um inventário de todos os ativos, com a devida conciliação físico-contábil, ii) Valoração dos ativos pelo seu custo de reposição a preços de mercado e considerando o poder de compra de cada empresa, iii) Dedução da depreciação a partir das taxas contábeis acumuladas, definidas regulatoriamente, iv) Dedução de parcela não aproveitada dos ativos, a partir de um índice de aproveitamento (O Índice de aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de gás natural).

3. Avaliação do CAPEX durante o Terceiro Ciclo Tarifário

TEXTO/ ARSESP

Pag. 16 - 3.1.3.2. Parágrafo – Original: “Investimentos Prudentes”

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

- **Investimentos prudentes:** Os critérios de utilidade, uso, e prudência.
- **Custos eficientes:** razoabilidade dos custos
- **Cumprimento das metas físicas e monetárias.** As metas físicas podem originar-se em duas fontes: i) o programa de investimentos do Plano de Negócios ou ii) metas estabelecidas nos Contratos de Concessão.

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

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Não há definição clara quanto a prudência do investimento: os critérios de utilidade, uso e prudência não apresentam definição regulatória para sua contestação. A conceituação de investimento prudente passa pelo entendimento de que devem ser investimentos efetivamente realizados no âmbito da concessão, de forma criteriosa, atentando-se para a eficiência na alocação dos recursos, bem como na aquisição dos mesmos.

PROPOSTA METODOLÓGICA

A análise da prudência sobre os investimentos deve ser mais bem embasada e notas técnicas quanto aos critérios de prudência devem ser publicados. Os critérios de prudência dos investimentos relacionados à atividade de distribuição devem ser considerados. Conforme método do custo de reposição a partir de preços médios e seus módulos construtivos conforme aprimoramento metodológico proposto, tal detalhamento dá uma ideia clara de quais seriam os investimentos produtos, valendo-se da relevância da determinação do investimento para o ciclo atual e posterior.

TEXTO/ ARSESP

Pag. 16 - 3.1.3.2. Parágrafo – Original: “Definição de Custos Eficientes”

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

- **Custos eficientes:** *razoabilidade dos custos a partir do histórico de custos das concessionárias e referências de mercado que serão divulgados em data anterior ao cálculo da Revisão Tarifária*

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

A ARSESP possui a prerrogativa de aprovar e glosar o plano de investimento das concessionárias com base no critério de razoabilidade dos custos. E para tanto, a ARSESP nas últimas revisões tem adotado como parâmetros o histórico de custos e algumas referências de mercado. Contudo, essas informações não são divulgadas para os interessados com anterioridade razoável para que se possam efetuar as análises e contribuições ao processo de revisão tarifária.

PROPOSTA METODOLÓGICA

A ARSESP poderia alterar o texto que determina o princípio de aplicação de Custos Eficientes para: “razoabilidade dos custos a partir do histórico de custos das concessionárias e referências de mercado que serão divulgados em data anterior ao cálculo da Revisão Tarifária”. Além disso, a ARSESP poderia divulgar uma tabela de Preços de Referência a partir de (i) levantamentos de preços e (ii) consultas a fornecedores dos itens mais representativos nos investimentos das concessionárias de gás.

TEXTO/ ARSESP

Pag. 16 - 3.1.3.2. Parágrafo – Original: “Metas Físicas”

No caso de não cumprimento das metas físicas de investimentos, a mecânica de ajuste é a seguinte:

- 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.*
- Calcula-se o diferencial de margem de distribuição ($\Delta P0$) como a diferença entre o $P0$ 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.*
- Calcula-se o excedente das receitas obtidas em razão dos investimentos considerados no ciclo anterior, mas não realizados.*
- Atualiza-se o valor até o momento de início do Quarto Ciclo utilizando a taxa de custo de capital adotada para o cálculo do $P0$ no Terceiro Ciclo, sendo o montante total ajustado pelo IGPM ao início do Quarto Ciclo.*
- Desconta-se o excedente obtido atualizado das receitas requeridas para o Quarto Ciclo.”*

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Proposta Metodológica Atual: Calcula-se o diferencial de margem de distribuição ($\Delta P0$) como a diferença entre o P0 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.

PROPOSTA

A ARSESP deveria estabelecer uma fórmula paramétrica que contemplasse o correto cálculo de ajuste da Margem de Distribuição pelo não cumprimento da meta física. Por meio desta fórmula, seria possível verificar a consistência entre as metas físicas e volumétricas, podendo ser criado um $\Delta V0$ para compensar o volume não entregue pela concessionária. Podem existir diferenças entre os volumes previstos associados ao tipo de investimento a ser expurgado.

TEXTO/ ARSESP

Pag. 16 - 3.1.3.2. Parágrafo – Original: “Não cumprimento de metas de investimento”

A fórmula de cálculo do P0 definida no item 3.1.8. da Nota Técnica estabelece ex-ante a Margem Máxima de Distribuição para os próximos anos do ciclo tarifário, independentemente da efetiva ocorrência dos investimentos e realização das despesas operacionais determinadas no Plano de Negócios e no Contrato de Concessão. Para minorar este problema, a ARSESP definiu em sua NT3, item 3.1.3.2 algumas medidas que seriam adotadas pelo não cumprimento dos investimentos. Contudo, a referida agência se limitou ao não cumprimento das metas físicas.

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

É importante que a ARSESP reconheça eventuais desvios na apuração dos valores da Margem Máxima de Distribuição e possa criar mecanismos que compensem o usuário final por tarifas pagas a maior.

PROPOSTA METODOLÓGICA

As variações de Margem Máxima de Distribuição (P0) podem decorrer de preços, quantidades e/ou atrasos no cumprimento das metas de investimento. A ARSESP poderia estabelecer um fator de ajuste do P0 a ser detalhado segundo uma fórmula paramétrica, que exaurisse as possibilidades de ocorrência de variações de P0. Essa fórmula deveria ser aplicada em cada ano do próprio ciclo tarifário para que o usuário capturasse no menor prazo possível as reduções tarifárias decorrentes dos investimentos efetivamente realizados (a menor) pela concessionária.

4. Projeção de Mercado para o próximo ciclo

TEXTO/ ARSESP

Pag 12 3.1.1. Parágrafo – Original:

A avaliação do mercado para cada concessionária será realizada considerando: i) A evolução histórica do mercado e as características do mercado existente e a ii) A análise crítica do Plano de Negócios apresentado pela concessionária. iii) 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);

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.

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

A presente proposta metodológica não indica quais as formas e metodologias a serem empregadas quanto a projeção do mercado de distribuição destas empresas, condicionando-se a análise do plano de negócio das distribuidoras do Estado de São Paulo. Indica a necessidade de estudo quanto aos energéticos concorrentes e estudos de sensibilidade de preços. Entretanto ao longo deste processo de revisão metodológicas acompanhamos as deliberações quanto a contratação dos estudos de consultoria para as referidas análises e periodicamente buscamos o acesso a tais informações em seu site, mas até a presente data ainda não foram disponibilizadas.

O Planejamento de mercado consiste em definir políticas e estratégias de forma a aperfeiçoar o uso de recursos e minimizar os riscos associados a tais atividades, a fim de se explorar ganhos financeiros que estão alinhados à estratégia corporativa de cada distribuidora. O planejamento de mercado gerencia o volume de gás natural em m³ e sua receita financeira envolvendo-se diretamente no orçamento da organização. Representa a maior parte da receita operacional bruta apresentada nos demonstrativos de resultado das distribuidoras. “O planejamento define onde se pretende chegar, o que deve ser feito, quando, como e em que sequência.” (CHIAVENATO, 1993:251).

Em seu sentido mais amplo, “pode ser caracterizado pela aplicação de métodos, técnicas e instrumentos científicos, a problemas que envolvem operações, de modo a munir os executivos, responsáveis pelas operações, de solução ótima para o problema” (CHURCHMAN, 1957:8).

O planejamento de mercado de energia elétrica busca constantemente aprimorar a metodologia de previsão de mercado e de receita líquida de fornecimento, de modo à “capacitar à administração a resolver problemas e tomar decisões” (SIEGEL, G.D. 1971). Visa minimizar o desvio entre o

previsto e o realizado devido ao grande investimento no setor e ao atual modelo de gás natural estabelecer condições de repasse na revisão anual das distribuidoras.

Para isto é necessário minimizar os riscos associados à previsão de mercado, seus reflexos na compra de gás natural e avaliar oportunidades de mercado através do uso de ferramentas que auxiliem no processo de tomada de decisões, simulando possíveis cenários que maximizem a relação risco/retorno da empresa de acordo com suas normas internas e regulamentações governamentais.

O planejamento de mercado é responsável pela elaboração de estudos sobre o mercado de gás natural, pela previsão da carga de planejamento de gás natural, pela elaboração e simulação de cenários macroeconômicos, pelo acompanhamento do perfil de consumo dos principais clientes e pela análise e consolidação de relatórios analíticos voltados ao planejamento de mercado de gás natural (GN) de uma distribuidora plenamente capacitada a analisar as características do mercado por estar desenvolvendo projeções em m³ de gás e por conhecer as regras atuais de comercialização de energia.

[...] A competição pela previsão do futuro é essencialmente uma competição pelo posicionamento da empresa como líder intelectual em termos da influência no direcionamento e forma de transformação do setor. [...] (HAMEL, 1995: 83).

O que impede muitas empresas de prever o futuro é o fato de o futuro ser diferente. “O futuro era previsível, mas quase ninguém foi capaz de prevê-lo.”, pesquisador e pioneiro da fábrica do Xerox, destacando o fato de que as forças que conspiram para produzir o futuro muitas vezes estão fora da esfera da ação do planejado.

[...] A análise qualitativa já completou a maior parte de sua obra: a tarefa suprema e mais difícil está diante de nós: é a da economia quantitativa que deve aguardar o desenvolvimento de estatísticas cuidadosamente estabelecidas. [...] (MARSHALL, 1957, apud Princípios de Economia. São Paulo, Abril Cultural S/A, 1983: 10).

A acurácia no planejamento de mercado com que quantifica a produção e consumo dos diferentes energéticos nos variados setores é, primordialmente, dependente da qualidade de informações recebidas, onde conforme destacado no Balanço Energético Nacional como referência a esta proposta metodológica ao Gás Natural:

[...] As dificuldades decorrentes de um processo de obtenção de dados desta natureza é por si só, um desafio de proporções significativas, cuja intensidade se amplifica em um país com as dimensões, diversidades e características do Brasil, onde, nos últimos anos ocorrem significativas alterações institucionais, que dificultaram os mecanismos de obtenção de dados que eram antes favorecidos pela estrutura anterior, proporcionaram o crescimento do número de agentes, e onde existiam poucas empresas operando existe agora um número muito superior, exigindo a consolidação de informações desta miríade de agentes para que se possa construir uma visão compreensível dos setores. [...].

Não deixando de considerar que o desenvolvimento das condições tecnológicas que provocam profunda influência nas organizações, precisa adaptar-se e incorporar tecnologia que provém do ambiente geral para não perder a sua competitividade, destacado por (HALL, 1973) e seus aspectos de eficiência energética a serem considerados ao longo do tempo.

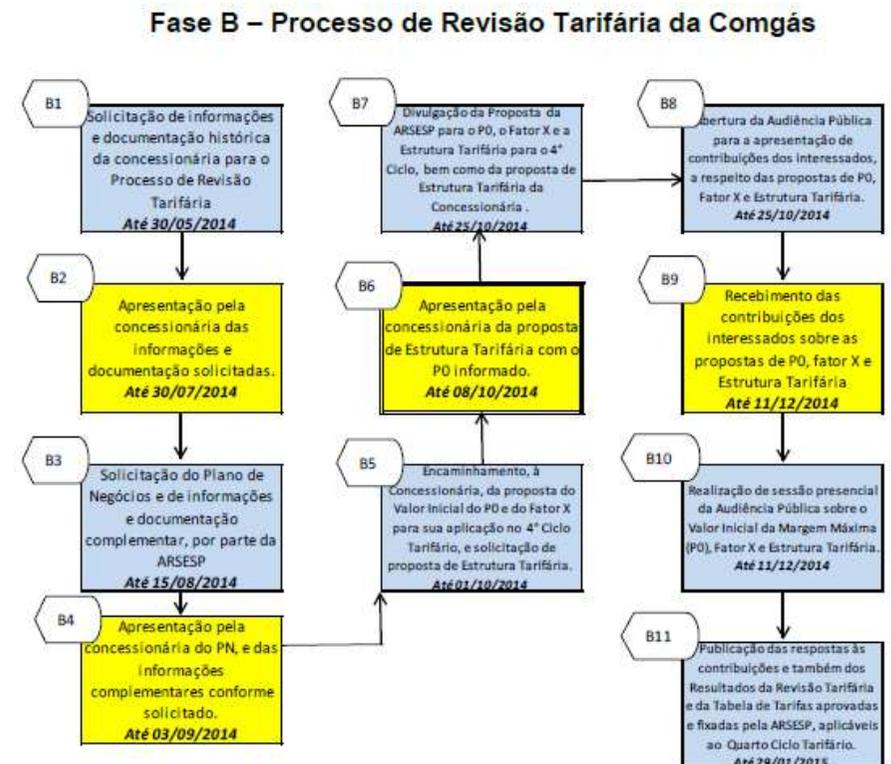
PROPOSTA METODOLÓGICA

Para melhor calibração do mercado referência a ser considerado para o próximo ciclo de revisão, o estudo detalhado sobre os investimentos para atender ao crescimento do número de clientes em conjunto com o mercado livre potencial e factível da região, com a perspectiva de sensibilidade de preços ao levar o consumo de combustíveis concorrentes e a experiência internacional deve ser feita.

A definição de uma proposta metodológica que capture os impactos e influências de mercado na área de concessão do Estado de São Paulo, ao levar as questões relacionadas as pesquisas de posses e hábitos, energéticos concorrentes, gerenciamento pelo lado da demanda e detalhamento das premissas que embasaram a definição do modelo de previsão que poderá ser calculado através de dados econométricos, análise vetoriais, séries temporais, e outros critérios que norteiam a melhor previsão de mercado ate agora não abordada ao longos dos processos de revisão tarifária empregados por esta agência. A previsão de mercado a ser debatida através de audiência pública especifica e ou consulta pública, as informações utilizadas na previsão do mercado serão fontes confiáveis de reconhecido prestígio e de acesso público. Entretanto, conforme cronograma detalhado das etapas A e B deste processo de revisão, não há menção quanto a data de entrega do referido estudo e até a data atual, tais informações ainda não foram disponibilizadas ao mercado.

Assim, sugere-se o detalhamento do cronograma dos trabalhos a serem contratados pela Agência e seus prazos de entrega associados à entrega dos produtos alvos, sendo eles: i) Economia, Reflexo no consumo de gás natural ii) Competividade frente a outros energéticos e Experiência Internacional , iii) crescimento vegetativo de clientes e iv) aspectos relacionados a posses e hábitos de consumo.

Para tanto, sugere-se também a alteração do cronograma referente a Etapa II deste processo de revisão, para que se considere a data da divulgação dos referidos estudos por intermédio da contratação de consultoria para tal fim conforme deliberações já divulgadas pela Agência. Conforme quadro da fase B deste processo, não identificamos para nenhuma das concessionárias, a inclusão da disponibilização destes dados ao longo o cronograma de revisão para as três distribuidoras a serem analisadas por intermédio desta proposta regulatória.



5. Custos Operacionais (OPEX)

TEXTO/ ARSESP

Pag 18 - 3.1.6. Parágrafo Original:

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.*

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

O OPEX a ser considerado possui grande importância, pois será parte integrante da base para determinação do valor de margem máxima para o cálculo do parâmetro P0. Vale ainda ressaltar que, de acordo com a metodologia de cálculo estabelecida, o OPEX dos primeiros anos dos ciclos tarifários promove uma elevação da margem, portanto carecem de uma avaliação mais precisa.

A fim de determinar um nível de eficiência de OPEX a ser aceito no fluxo de caixa descontado, se faz necessário uma avaliação de indicadores de produtividade. Estes indicadores permitem a realização de análise comparativa entre empresas com diferentes extensões de rede (km), volume de gás comercializado (m³) e número de consumidores atendidos, além de comparar os valores históricos despendidos com os projetados no Plano de Negócios da própria companhia. A partir da análise comparativa é possível definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, considerando o nível de custos das concessionárias, as características das áreas de concessão e o desempenho quanto à qualidade do serviço prestado.

O índice de produtividade a ser utilizado para os custos operacionais deverá observar a evolução técnica no período de análise e o nível de expansão em termos de unidades consumidoras e das redes. Apesar de a análise estar descrita na nota técnica, não são elucidados quais índices serão utilizados. Desta forma, a Tabela 1 abaixo sugere alguns indicadores que poderão ser utilizados na análise.

Tabela 1. Indicadores de eficiência dos Custos Operacionais

#	INDICADORES	UNIDADE
1	Custo Total/ Consumidor	R\$/ Consumidor
2	Custo Total/Redes	R\$/km
3	Custo Total/Volume	R\$/m ³
4	Consumidor/Rede	Consumidor/km
5	Volume/Rede	m ³ /km
6	Operação e Manutenção/ Consumidor	R\$/ Consumidor
7	Operação e Manutenção /Redes	R\$/km
8	Operação e Manutenção /Volume	R\$/m ³
9	Pessoal/ Consumidor	R\$/ Consumidor
10	Pessoal/Redes	R\$/km
11	Pessoal /Volume	R\$/m ³
12	OPEX/CAPEX	%

- Os indicadores 1, 2 e 3 demonstram a eficiência do total desembolsado e projetado do OPEX em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos.
- Os indicadores 4 e 5 demonstram a eficiência na comercialização do gás, ou seja, no número de consumidores e volume de gás comercializado em relação a extensão da rede.

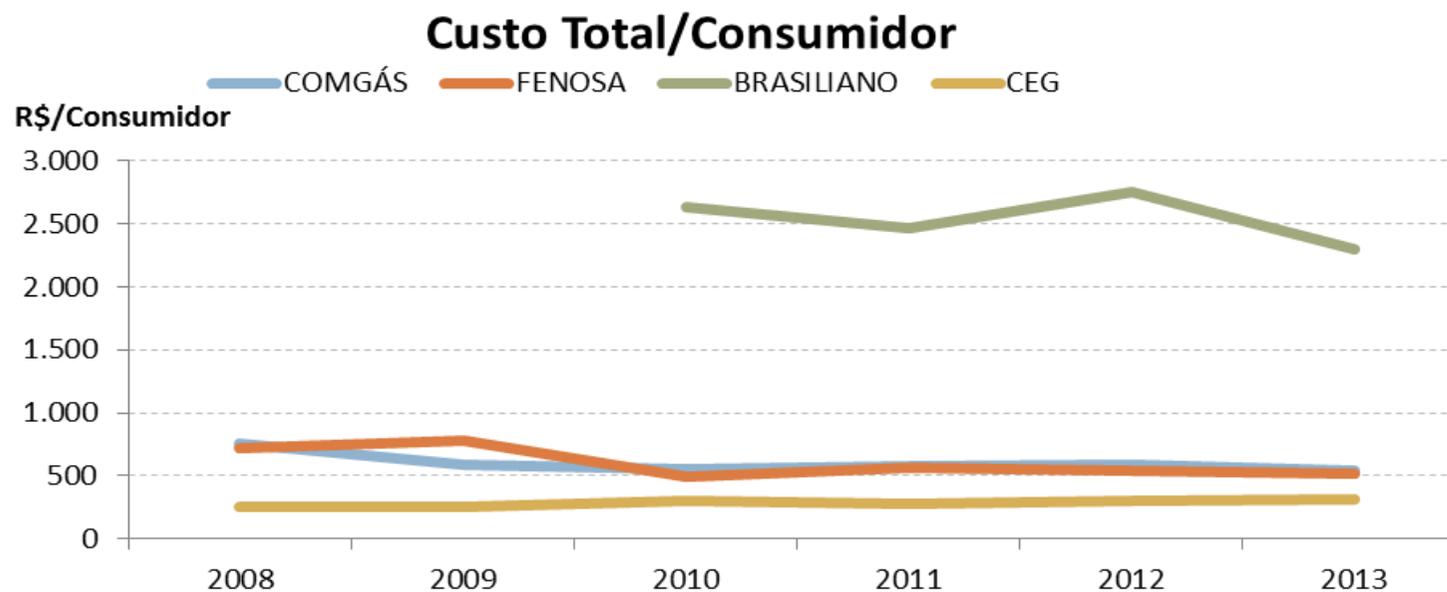
- Os indicadores 6, 7 e 8 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Operação e Manutenção em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Este indicador é importante, uma vez que os gastos com Operação e Manutenção representam historicamente mais de 25% do custo total de OPEX.
- Os indicadores 9, 10 e 11 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Pessoal em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Seu destaque é importante, uma vez que os gastos com Pessoal representam historicamente mais de 20% do custo total de OPEX.
- O indicador 12 demonstra a eficiência do valor desembolsado e projetado dos custos totais em relação à Base de Ativos Regulatórios.

Estes números não devem ter uma variação positiva elevada ao longo do tempo e atentando-se principalmente com a variação dos primeiros anos que possuem maior influência. Os custos operacionais contábeis utilizados nas análises comparativas dizem respeito somente à atividade operacional e incluem custos com Pessoal, Administradores, Materiais, Serviços e Outros.

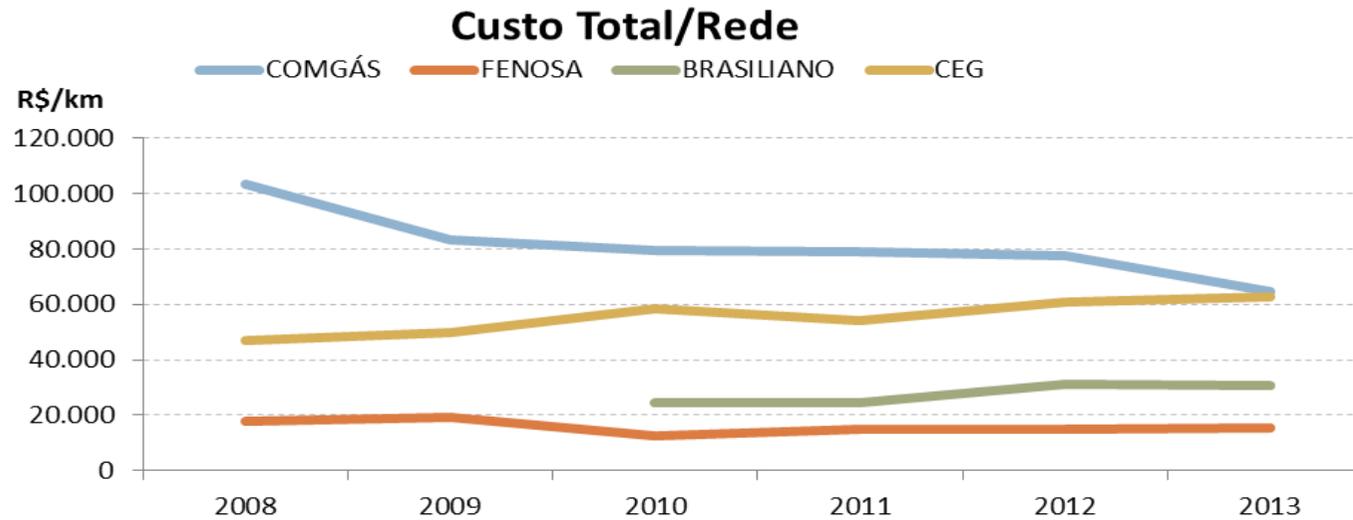
Sendo assim, abaixo foram consolidados os indicadores obtidos das três distribuidoras do Estado de São Paulo e Ceg no Rio de Janeiro por ser umas das mais antigas distribuidoras de gás natural no Brasil.

		Unidade	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
COMGÁS	Volume Comercializado	m ³	3.812.000.000	4.342.000.000	4.761.000.000	5.069.000.000	5.253.000.000	4.261.000.000	4.910.000.000	4.835.000.000	5.258.630.000	5.456.954.000
	Consumidores Atendidos	#	451.000	497.000	619.000	693.000	775.000	879.000	988.884	1.099.470	1.215.432	1.300.000
	Extensão da Rede	km	3.900	4.500	4.900	5.255	5.700	6.200	6.900	8.000	9.309	10.938
FENOSA	Volume Comercializado	m ³					498.800.000	460.070.000	532.710.000	524.035.624	494.849.616	484.580.621
	Consumidores Atendidos	#					31.586	31.819	33.756	35.604	38.028	41.675
	Extensão da Rede	km					1.267	1.288	1.331	1.350	1.366	1.389
BRASILIANO	Volume Comercializado	m ³							236.556.500	284.152.500	298.497.000	312.914.500
	Consumidores Atendidos	#							6.999	7.944	9.493	11.617
	Extensão da Rede	km							755	806	836	862
CEG	Volume Comercializado	m ³					3.096.392.000	2.071.533.000	3.121.324.000	2.419.186.000	3.277.554.000	4.359.122.000
	Consumidores Atendidos	#					735.656	746.739	758.509	777.757	798.289	818.256
	Extensão da Rede	km					3.986	3.849	3.873	3.955	4.035	4.058

OBS: Dados obtidos das Demonstrações Financeiras Padronizadas (2004 até 2013) – Distribuidoras de Gás Natural do Estado

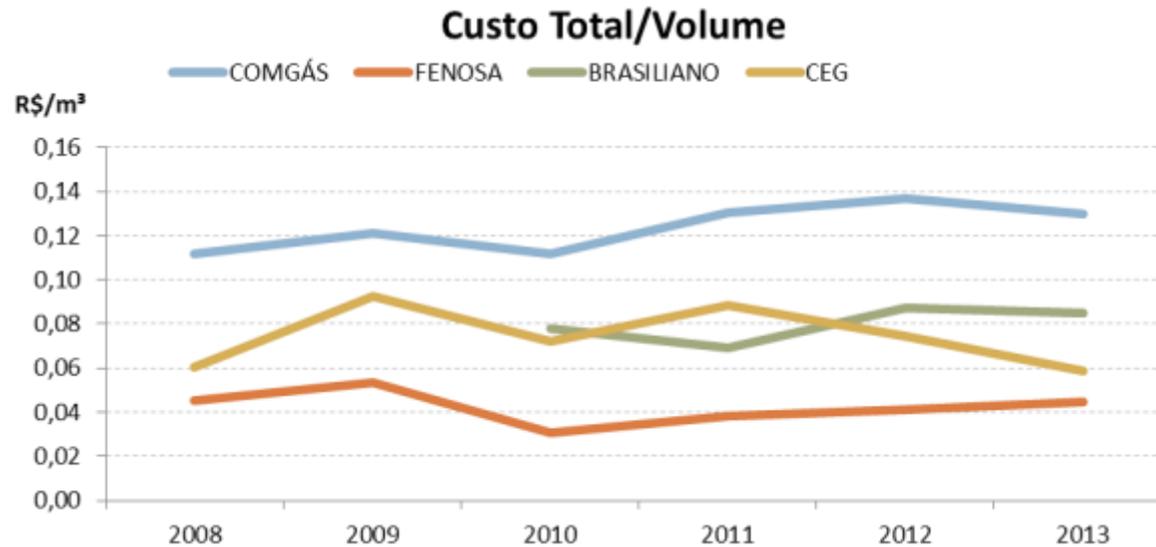


O índice acima apresenta o OPEX histórico em relação ao total de consumidores atendidos. Ao analisar a Gás Brasileiro, que possui um custo R\$/consumidor muito acima das demais empresas comparadas, é possível observar que sua relação quilometragem de rede e número de consumidores atendidos é muito inferior as demais empresas o que resulta em um elevado OPEX por consumidor.



O índice acima apresenta o OPEX histórico em relação a extensão da rede. O índice captura o impacto de algumas variáveis dentre elas a distância do gasoduto e sua capilaridade na quilometragem de sua rede de gás natural.

Ao analisar a Comgás e CEG do Rio de Janeiro, que possuem custos R\$/km acima das demais empresas comparadas. É possível observar grande capilaridade na quilometragem de sua rede o que resulta em um elevado OPEX por quilometro de rede.



O índice acima apresenta o OPEX histórico em relação ao total ao volume comercializado. Ao analisar a Comgás é possível observar que apesar de comercializar o maior volume de gás natural, a empresa apresenta maior OPEX por m³ comercializado, isso ocorre, pois atende proporcionalmente um maior número de consumidores por m³ de gás natural comercializado.

A avaliação desses três indicadores demonstra que a análise isolada não resulta em uma análise completa e que deve ser levada em consideração a peculiaridade de cada concessionária. A análise comparativa se justifica para o delineamento de intervalos de eficiência para que não haja disparidade no mercado que possam resultar em tarifas desproporcionais a eficiência dos custos de cada concessionária.

PROPOSTA

A fim de alcançar o objetivo regulatório de determinar os custos OPEX associados as atividades da Concessionária para a prestação de serviços eficientes e adequados que serão validados no processo tarifário, propõe-se elucidar os indicadores de produtividade que serão utilizados nas análises para comparação com outras empresas nacionais e de outros países.

Acredita-se que a inclusão dos indicadores propostos é possível capturar o impacto das variáveis mais críticas ao OPEX, buscando encontrar os níveis eficientes e assim estabelecer intervalos de valores esperados para estes custos.

6. Capital de Giro

TEXTO/ ARSESP

Pag 18 - 3.1.6. Parágrafo Original:

Nesse quesito cabe trazer à tona que no último reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica, a agência reguladora competente – ANEEL – a partir da análise dos balanços dessas concessionárias, entendeu que não deveria ser reconhecido o capital de giro no âmbito da revisão tarifária. A Agência Reguladora Federal dos Estados Unidos, FERC, por sua vez, considera que o custo associado ao capital de giro deve ser reconhecido e remunerado, desde que as empresas (de transporte de gás) apresentem um estudo específico, denominado “lead-lag”, que demonstre a efetiva existência da defasagem entre as despesas e receitas operacionais da concessionária.

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Consideramos prudente considerar o capital de giro para a análise da proposta metodológica, todavia aqui se faz necessária a revisão da metodologia do WACC para que em sua definição, seu custo seja incorporado na relação de capital próprio e de terceiros e na composição do cálculo do Beta desalavancado, conforme sugerido pela ASPACER quanto as contribuições ao cálculo do WACC.

PROPOSTA METODOLÓGICA

Só considerar se for colocado no WACC aumentando a relação de capital de terceiro. O risco pago no WACC, já contempla essa parcela, onde a concessionária deve assumir o risco operacional.

7. Perdas

TEXTO/ ARSESP

Pag 18 3.1.7. Parágrafo – Original:

“A proposta é aplicar uma percentagem global para a rede da concessionária, obtida da ponderação das percentagens consideradas eficientes em cada pressão pelos volumes fornecidos em essa pressão. Para a definição das perdas eficientes em cada nível de pressão serão consideradas as características e a idade das redes e os valores aceitos conforme a experiência nacional e internacional.”

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Uma vez que já foram definidas as perdas eficientes para cada pressão de entrega, elas devem ser usadas para seus respectivos usuários (grupo de usuários). Sendo assim, a regulação deveria agir no sentido de realizar um acompanhamento das perdas realizadas e eficientes e disponibilizá-la ao mercado por cada cluster de pressão de entrega além dos dados contidos no plano de negócio da concessionária.

PROPOSTA METODOLÓGICA

Essas perdas devem constituir uma meta de qualidade para a concessionária, pois ela recebe O&M para manter a qualidade do serviço prestado. Assim, além do plano de metas apresentado pelas concessionárias de gás natural, a ARSESP deverá criar metas claras por segmento de consumo para cada uma das concessionárias do Estado de São Paulo. Tais metas farão parte do fator X a ser utilizado, conforme mecanismo de captura de sua eficiência, apresentado em nota a seguir.

8. Fator X

TEXTO/ ARSESP

Pag. 21 3.1.9.1. Parágrafo – Original:

*“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. 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”.*

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Quanto ao fator X, além dos aspectos descritos por esta proposta metodológica, a análise da eficiência da empresa na qualidade dos serviços e seu monitoramento do desempenho da concessionária frente às suas metas poderiam ser incluídos.

PROPOSTA METODOLÓGICA

Embora a metodologia das perdas considere a utilização de uma porcentagem global para sua definição, ao permitir que a concessionária busque sua eficiência reduzindo suas perdas frente às perdas globais por segmento estabelecidas, seu monitoramento e acompanhamento deveriam ser empregados e incluídos ao fator X aprimorando a busca constante por eficiência, com acompanhamento e captura da redução das perdas ao longo do tempo.

Isto é, além da componente X, sugere-se a inclusão e adição da componente X', a somar-se ao fator X com periodicidade anual, a fim de verificar a sensibilidade entre os anos de cada reajuste tarifário. Sua parametrização deverá ser feita através de quadrantes com indicativos que possam ser positivos e ou negativos, comprovando assim, a busca por eficiência ao parâmetro estabelecido em proposta.

Além da questão associada às perdas, seria de fundamental importância à inclusão nos mesmos moldes da adição do X' proposto, mas um parâmetro W a considerar os diversos indicadores operacionais possíveis de qualidade dos serviços prestados. Tais índices poderiam ser monitorados e acompanhados ao longo do tempo, a exemplo da manutenção periódica da qualidade de gasodutos e equipamentos, bem como as questões de segurança operativa associada à malha de distribuição.

Aqui a analogia as metodologias adotadas no setor elétrico são importantes serem consideradas, uma vez que conforme Haney e Pollitt (2009) através de um questionário dirigido a reguladores de energia de 40 países (Europeus, Latino-americanos e da Ásia Austral) com o objetivo de conhecer as técnicas de benchmarking utilizadas por estes em estudos de eficiência no estabelecimento de uma regulação por incentivos. Dos quarenta países que responderam ao questionário, oito utilizaram técnicas de benchmarking na definição de proveitos permitidos ou de tarifas no setor do gás natural e vinte

países utilizaram no setor elétrico, destacando que a referida analogia de conceitos é aplicada na maioria dos países no mercado internacional do gás natural.

Não estão claros em descrição metodológica os critérios de definição da participação dos produtos. Apenas se faz menção ao artigo internacional que trata do mercado americano “Two issues in the municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems” que ressalta e detalha a influência dos três produtos aqui empregados e sua necessidade de utilização.

Ao se analisar a utilização da extensão da rede (km), o mais correto seria a inclusão da utilização do índice de extensão de rede em (km²). A razão para a inclusão de uma dependência em quilômetros quadrados do território do serviço é a noção geralmente aceita de que os custos de distribuição dependem da densidade de carga com inclusão do quilômetro quadrados do território na sua definição.

Embora a ARSESP defina que avaliará estes ponderadores critérios de avaliação dos produtos já estabelecidos: i) quantidade de clientes ii) volume distribuído e iii) extensão da rede, tais critérios deverão ser incluídos na referida proposta metodológica.

Assim, para a correta avaliação dos resultados é imprescindível que se identifique de antemão as condições de contorno do ambiente em que cada empresa está inserida. A inclusão de um eventual novo produto deveria ser testada, a exemplo do índice de saturação da rede de distribuição, respeitando os critérios de correlação e sua validação estatística levando-se em questão a colinearidade entre as variáveis possíveis a serem empregadas em estudo.

Sugere-se em conjunto com a apresentação desta proposta metodológica que a ARSESP publique nota técnica específica que justifique os parâmetros de correlação destas variáveis, com inclusão de eventuais novas variáveis, como o exemplo do índice de saturação da rede por cada segmento de consumo e outros que justifiquem ou não seu emprego para o caso em específico do mercado brasileiro. As correlações estatísticas devem ser validadas e apresentadas. Não apenas fazer referência aos produtos utilizados no mercado internacional, sem ao menos testar outras variáveis e seu devido teste de aderência ao mercado de gás natural do Estado de São Paulo e sua comprovação teórica.

Será necessário avaliar se os ganhos de produtividade alcançados possuem alguma relação com o crescimento do mercado, considerando inclusive a eventual questão de consumo de gás natural no horário de ponta através da relação entre produtividade e o crescimento do mercado, sendo este e eventuais aspectos relevantes a serem considerados.

Após abordar as sugestivas acima elencadas, concordamos com a adoção de um patamar mínimo para o cálculo do X, mas pela não consideração do patamar máximo a ser estabelecido.

Mesmo ficando mais simples e próximas a realidade das distribuidoras, as mudanças metodológicas no fator X trazem uma incerteza sobre a gama de valores que este pode atingir. Sendo assim ele não deverá ficar limitado a um valor máximo de 2,0%, como já definido no ciclo passado devido às novas componentes a formar o Fator X. Porém, o limite mínimo a ser considerado deve ser o próprio fator X do ciclo passado (0,82%), que foram os ganhos de produtividade já definidos, não podendo eles serem regredidos.

9. Tarifas para grandes usuários com alto fator de carga/ Encargo por capacidade

TEXTO/ ARSESP

Pag. 26 3.2.2.4 Parágrafo – Original:

*“Neste Quarto Ciclo Tarifário, as Concessionárias deverão avaliar a alternativa de incorporação do encargo por capacidade em substituição das tarifas diferenciadas estabelecidas no Terceiro Ciclo Tarifário para os grandes usuários com consumos superiores a 500.000 m³/mês e com fatores de carga elevados. A base de cálculo será fornecida pela empresa e as propostas deverão ser fundamentadas. A introdução do **Encargo por Capacidade** **permitirá uma maior estabilidade na receita da concessionária**. Essa maior estabilidade é consistente com as características dos custos da atividade de distribuição, os quais em boa medida não dependem do volume de gás transportado.”*

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

Não está claro em proposta metodológica sua fundamentação. O sistema de take or pay já garante a estabilidade na receita da concessionária, geralmente 70% da receita fica assegurada.

PROPOSTA METODOLÓGICA

Embora enfatize que a base de cálculo será fornecida pela empresa e as propostas deverão ser fundamentadas, não traz à luz desta proposta metodológica as justificativas do porque utilizar os consumos superiores a 500.000 m³ /mês com supressão das tarifas diferenciadas em estrutura tarifária. A nota técnica com a metodologia para definição do encargo de capacidade deve ser apresentada, antes da definição final desta proposta metodológica. Assim, seu não detalhamento deverá postergar tal decisão para inclusão ou não do encargo de capacidade para o próximo ciclo de revisão tarifária.

10. Tratamento do Termo de Ajuste K durante o Quarto Ciclo

TEXTO/ ARSESP

Pag. 28 - 3.3. – Parágrafo Original:

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

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

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 .”

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

O fator K, sendo um reajuste entre margem obtida e definida na revisão, deve manter uma relação direta com o plano de descontos realizados pelas distribuidoras. Uma vez que, o plano de descontos é feito por classe o fator de recomposição também deve respeitar essa divisão. A própria agência mudou a metodologia devido à variação do despacho térmico. Porém, essa alteração não conserta a diferença da receita obtida.

PROPOSTA METODOLÓGICA

Sendo assim, deveriam existir fatores K por classe que capturassem melhor a diferença entre margens. Outro ponto é o denominador da equação que usa o volume previsto para o próximo ano. A grande dúvida é se o valor usado deve ser o definido na revisão de ciclo para aquele ano ou a nova previsão da distribuidora baseada no desempenho realizado (com usado no terceiro ciclo). Como o denominador usa o valor realizado para o cálculo, o denominador se trata apenas de uma referência. Sendo assim, o ideal é a utilização do valor que menos impacte o consumidor.

11. Alto fator de carga industrial

TEXTO/ ARSESP

Está proposta metodológica foi incluída por esta Associação e tal pleito não está descrito em proposta metodológica apresentada por esta Agência.

JUSTIFICATIVA/ ASPACER – THYMOS ENERGIA

A regulamentação vigente penaliza o consumidor final quanto ao desconto associado ao alto fator de carga. Embora tenha elevado fator de carga e aumento no consumo de gás, devido a critérios regulatórios acaba por não receber o desconto para o próximo ano calendário, reflexo da redução temporária de seu fator de carga, ao considerar a média dos últimos 12 meses.

Segundo a Comgás, respaldada pela deliberação da ARSESP nº 496, de 27/05/2014, com vigência a partir de 31/05/2014, os seguintes critérios e normas estabelecem as diretrizes vigentes para essa classe:

Aplicam-se os termos do Art. 4º. da Deliberação ARSESP nº 063, de 29/05/2009, em seus parágrafos 2º. ao 8º. sendo que as margens do Segmento Interruptível serão utilizadas para o incentivo, por coincidirem com as Margens Máximas do Segmento Industrial, conforme abaixo:

- 1) Enquadram-se no Segmento Alto Fator de Carga Industrial aqueles usuários do Segmento Industrial cuja unidade usuária realize consumos médios mensais superiores a 500.000/m³ e que superem o fator de carga de 0,90 ao longo do ano calendário anterior;
- 2) Entende-se por ano calendário o período de janeiro a dezembro de cada ano, e por ano regulatório de 31 de maio a 30 de maio;
- 3) O incentivo é aplicado sobre o valor da margem máxima do Segmento Industrial da seguinte forma: se for verificado para um usuário um fator de carga de 0,91 no ano calendário t-1 será obtido um redutor em seu importe ao equivalente a 1% da margem máxima do Segmento Industrial correspondente ao volume mensal para o ano regulatório t. De forma similar, se verificado um fator de carga de 0,92 será obtido um incentivo equivalente a 2% para o ano seguinte; e assim sucessivamente de tal forma que para um fator de carga de 0,99 o redutor atingirá a 9% nos termos da Nota Técnica da Estrutura Tarifária Final;
- 4) O valor do fator de carga será considerado sempre com duas casas decimais, sendo o arredondamento por aproximação;
- 5) O Usuário perderá o incentivo no ano regulatório seguinte àquele em que realizou um fator de carga menor a 0,90 no ano calendário em que frui do correspondente incentivo, retornando ao Segmento Industrial nas demais condições contratadas;
- 6) A migração de usuários do segmento industrial para o Segmento de Alto Fator de Carga Industrial será sem prejuízo das demais condições, inclusive descontos tarifários, estabelecidos em contratos vigentes de fornecimento de gás.

Neste contexto, surge a possibilidade de levantamento de contribuição quanto à expansão da linha de produção de grandes consumidores fora do período inicial do “ano calendário”.

Segundo o critério acima exposto acima, o grande consumidor que busca uma expansão da sua produção e conseqüentemente um aumento do consumo de gás da concessionária, para não ser penalizado com a perda do desconto deve-se contentar com o incremento da nova linha justamente no período inicial de contabilização para o novo fator de carga.

Acreditamos que essa regulamentação possa ser alterada, no sentido de viabilizar que grandes consumidores possam expandir suas linhas de produção em qualquer período do ano, desde que esse incremento seja devidamente notificado a distribuidora para que todas as medidas legais possam ser definidas no tempo hábil (ajustes contratuais, adequação de perfil, gasoduto).

Segue um caso hipotético para análise:



O consumidor em questão possuía um perfil de consumo em torno dos 4,35 MM m³/mês até Março/14, quando a partir dali começou o processo de expansão da fábrica, até que finalmente ela fosse estabilizada no mês de Dezembro/14, com um consumo médio em torno de 5,75 MM m³. Esse consumidor ao aumentar sua produção, receita, faturamento da concessionária, expansão da mão de obra, acaba por ser penalizado nos atuais critérios, uma vez que o “ano calendário” apresenta um fator de carga de 0,88. Com esse fator de carga ele perde o desconto da concessionária por todo o período do ano regulatório (Mai/15 a Abr/16).

Dividindo o ano de 2014 em três trechos,

- 1) Trecho I: Jan a Mar – Meses pré-expansão
- 2) Trecho II: Abr a Ago – Meses de implementação da expansão
- 3) Trecho III: Set a Dez – Meses com expansão já estabelecida

Apresentamos os respectivos fatores de carga por trecho:

I	0,98
II	0,97
III	1,00

Nota-se que o comportamento do fator de carga se manteve alto durante os três trechos, e não mostram bruscas variações. Bruscas variações ao longo do ano devem ser penalizadas, como de fato já são. O grande levantamento aqui é a penalização por parte do consumidor que apresenta um alto fator de carga, que é prejudicado pela média do ano calendário.

Essa contribuição sugere que as concessionárias estudem caso a caso o estabelecimento do desconto, uma vez que esse grande consumidor ao perder seu desconto está sendo prejudicado por expandir a produção.

PROPOSTA METODOLÓGICA

A regulação deveria agir no sentido de ao menos manter os benefícios existentes anteriores ao de alteração do fator de carga (quando da entrada de nova carga) para o período seguinte. Ao manter sua característica de alta utilização da carga e aumento do consumo de gás natural, tal benefício deve ser mantido aos consumidores, mesmo que haja alteração em seu fator de carga quando da definição do ano calendário pela definição de sua fórmula.

O efeito temporal e a continuidade do alto fator de carga deveriam ser considerados em nova metodologia. Como toda expansão leva um tempo considerável para ser estudada e implementada, a sugestão é que o consumidor avise a concessionária em um tempo pré-estabelecido (6 meses / 1 ano) antes da nova expansão para ajuste ao fator de carga regulatório utilizado na definição do desconto.

A concessionária pode assim se planejar para tal aumento, com ajuste ao fator de carga do consumidor no ano calendário, levando-se em conta da média ponderada entre os trechos pré-expansão, durante expansão, e sua estabilização e assim não perda do benefício do desconto para o próximo ciclo de reajuste praticado atualmente. Esta contribuição mantém o desconto fornecido em linha ao perfil de consumo do cliente, uma vez que seu padrão de alto fator de carga será mantido com elevação de seu consumo.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

U.S. Energy Prices - U.S. Energy Information Administration | Short-Term Energy Outlook - October 2014 <http://www.eia.gov/forecasts/steo/tables/pdf/2tab.pdf>

International Energy Agency - NATURAL GAS INFORMATION (2012 edition)
<http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/NaturalGasInformation.pdf>

DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas (2007 ate 2013)
<http://comgas.riweb.com.br/InformacoesFinanceiras.aspx?IdCanal=ZJ/j4/AZSW6+Inslu2XLjw==>

Série Informações Energéticas, governo do estado de são Paulo secretaria de energia, Boletim Informativo, Dezembro/2013
<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/624.pdf>

Top Down Benchmarking of UK Gas Distribution Network Operation. A report by European Economics to OFGEM
<http://www.europe-economic.com>

The Role of the Regulatory Asset Base as an Instrument of Regulatory Commitment - City University London, Jon Stern - 2013
http://www.city.ac.uk/_data/assets/pdf_file/0010/167617/CCRP-Discussion-Paper-22-Stern-March_13.pdf

Gas Distribution Benchmarking – Parties Productivity Measures - Acil Allen Consulting, 2014
<http://www.erawa.com.au/cproot/12181/2/Appendix%2009%20-%20Gas%20Distribution%20Benchmarking.PDF>

Agência Nacional do Petróleo - Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros
<http://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=2251>

Nota técnica no. 409/2009 – SRE – ANEEL – Banco de Preços Referenciais – Módulos Construtivos
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/052/documento/nt_409_2009_sre_bpsed.pdf

Metodologia de cálculo do Fator X – Aneel, 2012.
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_267_fator_x.pdf

Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica: Metodologia, Critérios e Premissas Básicas, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014.
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/Relat_Metodologia_r1.pdf

Definição de Metas de Eficiência para a Actividade de Distribuição de Gás Natural para o período de Regulação dos anos Gás de 2010-2011 a 2012-2013 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2010.
<http://www.erse.pt/eng/naturalgas/codes/Documents/Documento%20Metas%20Efici%C3%Aancia%20GN.pdf>