



REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS

Comentários sobre a Metodologia do Fator X da COMGÁS

Preparado por

Marcelo Schoeters

Economista Senior - Gerenciamento

LECG, LLC



14 de novembro de 2008

ÍNDICE

I.	RESUMO EXECUTIVO.....	3
II.	REGULAMENTO DO MONOPÓLIO NATURAL: ORIGENS DO FATOR X.....	6
III.	REGULAMENTO DA TARIFA TETO NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO ..	9
III.1	INTRODUÇÃO	9
III.2	REGIME TARIFÁRIO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE.	10
III.3	REGIME TARIFÁRIO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO	13
III.3.1	<i>Definição do P(0)</i>	14
III.3.2	<i>Definição do Fator X</i>	16
III.4	ANÁLISE COMPARATIVA: TARIFA TETO - ANEEL VERSUS ARSESP	18
IV.	REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2004	22
IV.1	ESPECIFICAÇÕES DA REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2004	22
IV.1.1	<i>Reduções em duplicidade no OPEX</i>	25
IV.1.2	<i>Benchmark internacional</i>	27
V.	CONCLUSÕES.....	29

I. RESUMO EXECUTIVO

1. O presente relatório tem como objetivo a análise da função do Fator X no regime tarifa teto definido na estrutura regulatória da COMGÁS.
2. Sendo um monopólio natural, o setor de distribuição de gás necessita de ações regulatórias para impedir que as operadoras cobrem tarifas excessivamente altas. Duas abordagens regulatórias tornaram-se padrão para tal propósito: regimes de taxa de retorno e tarifa teto. A estrutura regulatória da COMGÁS adota a última, antevendo o futuro, com ciclos tarifários de cinco anos de duração.
3. A agência regulatória do gás natural em São Paulo – ARSESP – fornece uma detalhada metodologia para computar os dois parâmetros principais do regime tarifa teto: o valor inicial da margem máxima ou tarifa média inicial – também denominada $P(0)$ – e o Fator X. Analisamos esta metodologia, e a comparamos com aquela estabelecida no setor de distribuição de eletricidade brasileiro pela ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica). Feita esta análise, concluímos que as especificações em cada uma destas estruturas regulatórias resultaram em diferentes necessidades quanto ao Fator X. A estrutura regulatória do setor de distribuição de gás concebe um Fator X com função mais limitada que aquela usada na regulamentação da eletricidade.
4. Esta diferença vem da metodologia escolhida para estimar a tarifa $P(0)$, tarifa média inicial, nestas estruturas regulatórias. Por outro lado, a ANEEL usa apenas a informação (fluxo de caixa eficiente) do primeiro ano do ciclo tarifário para computar o $P(0)$, deixando para o Fator X a função de incorporar a informação do restante do ciclo tarifário. Por sua vez, a ARSESP calcula ambos os parâmetros usando dados de todo o ciclo tarifário, apenas divergindo no conceito de eficiência aplicado às projeções de despesas operacionais. Em outras palavras, a ARSESP computa o $P(0)$ ajustando as variáveis de um plano de negócios de cinco anos apresentado pela companhia, considerando que as tarifas deveriam remunerar

apenas as despesas eficientes. Isto feito, em um segundo passo, a Agência Reguladora considera o conceito de eficiência usado ao se calcular o P (0), e computa o Fator X reduzindo as despesas operacionais de acordo com parâmetros de eficiência que advenham de *benchmarks* internacionais e nacionais, economias de escala, índices de produtividade a longo prazo, e tendências históricas da eficiência. Este último ajuste tem a intenção de capturar a chamada “eficiência dinâmica” em oposição aos ajustes “estaticamente eficientes” desempenhados no primeiro passo.

5. A metodologia tarifa teto usada no setor de gás está sujeita ao risco dos ganhos de eficiência contados em dobro. A Agência Reguladora deveria tomar o cuidado de não calcular um Fator X baseado nas demandas para eficiência já levadas em consideração ao se calcular o P (0). Por exemplo, é razoável que o plano de negócios apresentado pela companhia expresse economias de escala. A Agência Reguladora, com base neste julgamento, poderá determinar que economias de escala mais fortes sejam consideradas dentro do ciclo tarifário. Contudo, como algumas economias de escala já serão consideradas no cálculo do P (0) (aquelas presentes no Plano de Negócios) a Agência Reguladora terá que computar o Fator X levando em consideração apenas os ganhos de eficiência adicionais para esta questão.
6. Na segunda parte deste relatório analisaremos as características específicas da revisão tarifária de 2004 na COMGÁS. Encontramos certos procedimentos questionáveis, especialmente quanto ao cálculo do Fator X. Primeiramente, a ARSESP sustenta a necessidade de um Fator X positivo, levando em conta apenas um dos cinco aspectos que o contrato de concessão afirma que deveriam ser considerados para este assunto: benchmarks internacionais. Em segundo lugar, este alvo de eficiência parece inadequado, já que considerou concessões de distribuição de gás natural de apenas um país (Argentina) durante o primeiro ciclo tarifário, um período que usualmente mostra ganhos de alta eficiência gerados por períodos de recuperação pós privatização, e portanto não se pode esperar que ocorram novamente em um futuro próximo. Portanto, a Agência Reguladora encontrou espaço para

impor um alvo de eficiência (isto é, um Fator X não nulo) baseado apenas em um benchmark com resultados altos anormais. Quando tais tipos de alvo são impostos sem se examinar profundamente o que poderia originá-los, as Agências Reguladoras poderão enfraquecer os incentivos para fazer investimentos a longo prazo no setor.

II. REGULAMENTO DO MONOPÓLIO NATURAL: ORIGENS DO FATOR X

“Monopólios naturais” são indústrias que se caracterizam por grandes economias de escala e escopo, as quais, ao se somarem aos grandes custos já incorridos, como nos setores de distribuição de eletricidade e gás natural, limitam a concorrência efetiva. As operadoras destas indústrias (tipicamente indústrias de infraestrutura), se não forem reguladas adequadamente, podem tomar partido da ausência de concorrência e cobrar tarifas excessivamente altas, assim reduzindo o bem-estar do consumidor.¹

7. Duas abordagens regulatórias se tornarão padrão para regular os monopólios naturais: os regulamentos da taxa de retorno e da tarifa teto. O ponto principal do regulamento da taxa de retorno está em fixar tarifas que permitam um retorno justo sobre os ativos da companhia. Já que os custos e a demanda mudam continuamente, esta metodologia requer nova fixação de preços com frequência relativamente maior, para que a verdadeira taxa de retorno obtida pela companhia não desvie muito daquela permitida pela Agência Reguladora.
8. Por outro lado, sob o regulamento da tarifa teto, as tarifas são fixadas a cada quarto/cinco anos, e são conseqüentemente ajustadas periodicamente através de um índice de inflação local, mais ou menos um montante fixo (conhecido como ajuste tipo RPI-X, RPI significando Índice de Preço no Varejo, e X sendo o “Fator X”). Conseqüentemente, em base anual, as tarifas não correspondem aos retornos verdadeiros da companhia. Inicialmente o Fator X foi concebido para capturar os ganhos ou perdas de eficiência que se considera que a companhia terá durante o período entre as revisões tarifárias. Esta abordagem ganhou popularidade mundialmente, já que provê incentivos para aumentar a eficiência, embora se constate haver

¹ Veja, por exemplo, Tirole, J. “A Teoria da Organização Industrial”. MIT Press, 1994, para uma discussão detalhada sobre monopólios naturais.

um nível de rigidez maior que o regulamento de taxa de retorno, algumas vezes disparando renegociação de contrato em concessões a longo prazo.²

9. A diferença principal entre as duas abordagens é a periodicidade das revisões tarifárias. Sob o regime tarifa teto a Agência Reguladora fixa uma tarifa prazo médio (normalmente cinco anos), considerada suficiente para cobrir custos econômicos a fim de criar a oportunidade de ganhar um justo retorno sobre os ativos. Dentro de tal período, os lucros da companhia podem variar, dependendo de seu próprio desempenho e da habilidade para aumentar a eficiência. O regulamento da taxa de retorno, por outro lado, também fixa a tarifa em níveis que cobrem os custos operacionais e um justo retorno sobre os ativos, mas a Agência Reguladora tem que revê-los periodicamente para evitar que a taxa de retorno realizada diferencie muito da taxa permitida. Esta abordagem, se implantada ingenuamente, poderá incentivar a firma regulada afastar sua escolha tecnológica do custo mínimo, na expectativa de aumento do lucro, o chamado “gold plating” (“banhado a ouro”) ou o efeito “Averch-Johnson”.³
10. Conforme mencionado, o Fator X quer resultar em redução (aumento) de tarifa que seja proporcional aos ganhos (perdas) de eficiência que se espera que a companhia tenha durante o período entre as revisões tarifárias. A companhia poderá exceder bastante os ganhos de eficiência esperados, neste caso será um benefício, mas ela também poderá não alcançar o nível de ganhos de eficiência esperados, e portanto obter retornos mais baixos que os esperados.

Os regimes tarifa teto têm sido aplicados de modo diferente em várias partes do mundo. Embora a função do Fator X na fixação da tarifa tenha sido diversa, os regimes tarifa teto

² Veja Guasch, L., Laffont, J. e Straub, S, “Renegociação de Contratos na America Latina”, Pesquisa sobre Política do Banco Mundial N 3011. Abril 2003.

³ Para maior discussão sobre regimes de taxa de retorno e tarifa teto, consulte Beesley, M.E. and Littlechild, S.C., “Regulamento de Monopólios Privatizados no Reino Unido”, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 20 N 3. Outono, 1989, pp.454-472.

conservam a sua essência tanto no caso de as companhias reguladas serem penalizadas quanto premiadas pelo seu desempenho com relação à eficiência. Na prática, outras variáveis de um regime tarifa teto (tais como o preço inicial) podem capturar alvos de eficiência.

11. No entanto, se uma Agência Reguladora impuser alvos de eficiência não aceitáveis, para obter um justo retorno sobre o período de planejamento, a companhia tem que alcançar níveis de eficiência ainda não atingidos, neste caso o regime tarifa teto desencorajará os investimentos a longo prazo na indústria. A abordagem regulatória da tarifa teto gera eficiência somente quando as ações da companhia regulada estão sujeitas aos incentivos que permitem ao investidor ser recompensado através de ganhos de eficiência, e ser penalizado se houver perdas de eficiência.

III. REGULAMENTO DA TARIFA TETO NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO

III.1 INTRODUÇÃO

12. Este capítulo visa analisar a função do RPI-X do regime tarifa teto nos setores de distribuição de eletricidade e gás natural no Brasil.
13. No Brasil existe apenas uma Agência Reguladora nacional (ANEEL)⁴ responsável por questões regulatórias envolvendo companhias de energia (geração, transmissão e distribuição) em todo o país. O mercado é servido por 64 concessionárias, todas sujeitas ao regime regulatório tarifa teto.
14. Quanto ao gás natural, as companhias são controladas por agências do Estado. No caso em questão, focaremos no setor de distribuição de gás em São Paulo, composto por três concessões e regulado pela ARSESP sob o regime tarifa teto.⁵
15. Estes contratos de concessão estabelecem um RPI-X no regime tarifa teto. Assim, uma tarifa media inicial é periodicamente ajustada pelo fator X. Seguindo a metodologia adotada pela Agência Reguladora para Eletricidade (ANEEL), a Agência Reguladora local para gás natural calcula o Fator X através da metodologia “Fluxo de Caixa Descontado Projetado” (PDCF *em Inglês*). Este método consiste em computar os fluxos de caixa da companhia regulada durante o período da análise, descontados na taxa de retorno ou custo de capital permitidos,⁶ e comparar com as mudanças na base de ativos do período de revisão tarifária correspondente. Estes fluxos de caixa são o resultado da previsão referente às principais

⁴ ANEEL: sigla da Agência Nacional de Energia Elétrica.

⁵ ARSESP sigla da Agência Reguladora de Saneamento e Energia de São Paulo. Esta Agência Reguladora substituiu a CSPE, sigla da Comissão de Serviços Públicos de Energia. Vale notar que durante a revisão tarifária de 2004, o setor de distribuição de gás em São Paulo ainda era regulado pela CSPE. Para simplificar, faremos referência indistintamente à Agência Reguladora como sendo a ARSESP.

⁶ Este custo de capital é definido pela Agência Reguladora para o período tarifário sendo analisado.

variáveis econômicas: receitas, custos operacionais e de investimento, custo de capital, entre outros.⁷

16. Conforme explicado no capítulo anterior, os regimes tarifa teto podem levar aos resultados desejados quanto aos incentivos se seu núcleo principal for respeitado: as companhias devem ter a oportunidade de ser recompensadas ou penalizadas pelo seu desempenho quanto à eficiência. Nos capítulos seguintes analisaremos a aplicação deste tipo de regulamento nos setores de distribuição de gás natural e eletricidade no Brasil, apontando como este princípio é respeitado. Para tanto, descreveremos as estruturas regulatórias, e especialmente o modo como o Fator X é calculado nestes setores, comparando a função deste parâmetro no processo de fixação de tarifas.

III.2 REGIME TARIFÁRIO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE.

17. A estrutura regulatória da distribuição de eletricidade estabelece um regime tarifa teto com ciclos de tarifa de 4 a 5 anos, dependendo do contrato de concessão da companhia. A primeira Revisão Tarifária Periódica da distribuição de eletricidade começou em 2002 e a segunda Revisão Tarifária Periódica está em curso. De acordo com a estrutura regulatória que governa o setor de distribuição da eletricidade, a revisão tarifária se dá em dois estágios principais:
 - a. Determinação do valor anual do “Custo de Distribuição” ou “Valor Agregado de Distribuição,” identificado como “Parcela B” das tarifas para os consumidores finais para o primeiro ano do próximo período tarifário. O cálculo do referido valor inicial da Parcela B é conhecido como “reposicionamento” de tal parcela, ou “P (0).” Este parâmetro é computado como sendo a tarifa média que, com base na projeção da

⁷ Como em toda metodologia baseada em valores projetados (“olhando à frente”), é essencial complementar a evolução do cenário base com uma análise de sensibilidade relacionada às variações nos valores dos parâmetros críticos.

demanda para o primeiro ano do ciclo tarifário, permite que a companhia obtenha a renda requerida para cobrir os custos eficientes, além de um justo retorno sobre os investimentos reconhecidos. A Fórmula (1) resume esta metodologia:⁸

$$P(0) = \frac{(GAB(0) - D(0) + W(0)) * \left(\frac{WACC}{1 - w} \right) + d(1) + OPEX(1)}{Q(1)} \quad (1)$$

Onde:

GAB (0): Valor inicial da base do ativo regulatório bruto;

D (0): Depreciações acumuladas no início do período;

W (0): Capital de giro;

OPEX (1): Despesas operacionais do primeiro ano do ciclo tarifário;

Q (1) : Quantidades produzidas no primeiro ano do ciclo tarifário;

d (1): Depreciações do primeiro ano do ciclo tarifário;

w: taxa do imposto sobre a renda no Brasil; e

WACC: Custo Médio Ponderado de Capital estimado para a companhia.

- b. Definição do Fator X a ser considerado em cada ajuste tarifário anual durante o próximo período tarifário, a ser usado no coeficiente automático (IGPM – X), onde o IGPM é o índice que reflete a inflação doméstica.⁹ Este parâmetro é calculado como o ajuste anual no P (0) que é necessário para dar à concessão o requerido equilíbrio econômico durante todo o ciclo tarifário, levando em consideração os fluxos de caixa

⁸ Veja a NT 214 / 2003 da ANEEL.

⁹ A tarifa final contém dois fatores: Valor Agregado de Distribuição (Parcela B) e o passe através das compras de eletricidade no atacado (Parcela A). Já que a última é um custo fora do controle da companhia de eletricidade, o Fator X só é aplicado na Parcela B.

que uma “companhia de serviço público (*Utility*) de referência”¹⁰ teria durante este período. A Equação (2) resume esta metodologia:

$$GAB(0) = \sum_{t=0}^T \frac{Q(t) * (1-w) * P(0) * (1-X)^t}{(1+WACC)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{(1-w) * OPEX(t) + CAPEX(t) - d(t) * w}{(1+WACC)^t} + \frac{GAB(T)}{(1+WACC)^T} \quad (2)$$

Onde:

GAB(0): Base de ativo bruto permitida no início do ciclo tarifário;

GAB(T): Base de ativo bruto permitida no final do ciclo tarifário;

d: Depreciações do período;

w: taxa do imposto sobre a renda no Brasil (34%);

OPEX: Despesas operacionais eficientes no período;

Q: Quantidades produzidas no período; e

CAPEX: Gastos de capital permitidos pela Agência Reguladora.

18. Este método é atraente, pois permite considerar os efeitos econômicos das situações específicas. Estas situações incluiriam, por exemplo, a implantação gradual de mudanças tarifárias, através de “trajetórias de planeio” que podem vir a ser necessárias para viabilizar tais alterações tarifárias em circunstâncias política e/ou socialmente complexas. De fato, o caso do primeiro período da revisão tarifária das companhias de distribuição no Brasil é um exemplo claro e interessante deste tipo de situação.

¹⁰ A ANEEL usa o modelo Companhia de Serviço Público (*Utility*) apontada como Referência para projetar custos operacionais. A companhia (*Utility*) referência é a companhia (*Utility*) economicamente adaptada ao ambiente local onde é fornecido o serviço de distribuição de eletricidade. Nesta abordagem, as atividades referentes às operações são precificadas considerando-se os mercados locais representativos.

III.3 REGIME TARIFÁRIO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO

19. Em São Paulo, os contratos de concessão das companhias de distribuição de gás natural fixam um regime tarifário de tarifa teto com ciclos tarifários de cinco anos.¹¹ Durante a primeira revisão tarifária (2004), a ARSESP¹² emitiu a “Nota Técnica N° 1” (NT1),¹³ a qual complementava os contratos de concessão e definia as diretrizes gerais para a fixação de tarifas para a indústria de distribuição de gás natural em São Paulo. Estas diretrizes gerais foram as seguintes:

- a. A companhia faz um Plano de Negócios com previsões detalhadas quanto aos componentes do fluxo de caixa para o período de cinco anos, assim como os dados operacionais históricos.
- b. A Agência Reguladora analisa este plano criteriosamente.
- c. Após analisar o Plano de Negócios, a Agência Reguladora decide o valor apropriado dos custos econômicos (custos operacionais e de investimento) e o retorno (WACC) sobre o capital investido que deverá ser repassado para os consumidores através das tarifas. Para tanto a Agência Reguladora pode aplicar glosas aos referidos componentes do custo no Plano de Negócios, se considerarem que os mesmos são inadequados para uma companhia eficiente, ou simplesmente não deveriam ser atribuídos à tarifa (por exemplo, atividades não reguladas).
- d. Após serem definidos o Plano Eficiente de Cinco Anos, a base de ativos e o WACC, a Agência Reguladora calcula o preço inicial, denominado valor real da margem máxima (“P(0)”). Esta margem é a tarifa média para todo o ciclo tarifário

¹¹ Veja, por exemplo, o contrato de concessão da COMGAS, item 10.5.

¹² A Agência Reguladora na época era a CSPE. Contudo, para evitar confusões, faremos referência à mesma pelo seu nome atual.

¹³ Veja Nota Técnica N° 1, ARSESP, Outubro de 2003.

que permite à companhia cobrir as despesas eficientes operacionais e de capital, assim como ganhar um retorno justo sobre os investimentos históricos.

- e. Finalmente, a Agência Reguladora recalcula as previsões das despesas operacionais, contabilizando ganhos de eficiência que possam surgir durante o ciclo tarifário através de melhorias tecnológicas, de escala ou gerenciamento. Reconhecendo estes efeitos, a Agência Reguladora computa o desconto percentual fixo anual (o Fator X) na margem máxima inicial $P(0)$ necessária para trazer a concessão de volta ao equilíbrio financeiro. Sendo assim, a margem máxima ou tarifa média é anualmente reduzida, começando do seu valor inicial $P(0)$.¹⁴
20. $P(0)$ e Fator X são os dois parâmetros chave do regime tarifa teto. Conforme explicado anteriormente, as desejáveis propriedades deste tipo de regulamento somente podem ser obtidas se aplicadas de modo correto e justo. A estrutura regulatória da ARSESP tem certas particularidades para estimar estes parâmetros, as quais podem gerar dificuldades práticas para a Agência Reguladora e afetar o equilíbrio econômico da concessão. Nos próximos capítulos analisaremos o modo que estes parâmetros são calculados e discutiremos suas dificuldades práticas.

III.3.1 Definição do $P(0)$

21. Conforme explicado no capítulo anterior, a ARSESP adota uma abordagem de projeção em dois passos, deixando de lado as metodologias baseadas na informação histórica. Com esta abordagem a Agência Reguladora considera as projeções das despesas operacionais da companhia (OPEX), planos de investimento e demanda de gás, a fim de calcular os fluxos de caixa para a firma para o próximo ciclo tarifário. Em seguida, em dois passos, a ARSESP calcula primeiramente o $P(0)$ e em segundo lugar, o Fator X, equacionando o valor inicial da

¹⁴ Este passo apenas se aplica à revisão tarifária da COMGAS em 2004. Nesta oportunidade a ARSESP considerou que as outras concessões eram recentes demais e, portanto, não seria razoável esperar esta espécie de ganhos de eficiência por parte delas.

base de ativos com o valor líquido atual dos fluxos de caixa livres e o valor residual da base de ativos, ambos descontados no WACC. Os passos 1 e 2 funcionam de modo semelhante, divergindo apenas quanto ao OPEX da companhia.

22. No primeiro passo, a Agência Reguladora considera as despesas operacionais que seriam incorridas por uma concessão eficiente, se a mesma fosse operada em circunstâncias iguais às do primeiro ano do ciclo tarifário. Na verdade a Agência Reguladora analisa o Plano de Negócios fornecido pela companhia, e glosa todos os itens de custo que não forem atribuídos às operações reguladas, assim como as despesas que uma companhia eficiente não necessitaria normalmente para operar. Estes ajustes, contudo, não incluem alvos sobre ganhos de eficiência no aspecto tempo. Estas considerações são chamadas pela Agência Reguladora de “estaticamente eficientes.”¹⁵
23. Após a implantação de todos os ajustes do Plano de Negócios de cinco anos da companhia, os fluxos de caixa são calculados para computar o P (0). Este parâmetro é computado como o preço real que, se mantido constante durante todo o ciclo tarifário, torna-se suficiente para cobrir custos de operação eficientes e custos de capital, assim como um retorno justo sobre a base de ativos reconhecida, levando em consideração as projeções de demanda aprovadas pela Agência Reguladora. A ARSESP obtém estes fatos e calcula o P (0) de acordo com a seguinte fórmula:

$$P(0) = \frac{GAB(0) - \frac{GAB(T)}{(1+WACC)^T} + \sum_{t=0}^T \frac{(1-w)*OPEX(t) - d(t)*w + CAPEX(t)}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Q(t)*(1-w)}{(1+WACC)^t}} \quad (3)$$

onde:

GAB(0): base de ativo bruto permitido no início do ciclo tarifário;

¹⁵ Veja Nota Técnica N°3, ARSESP, Janeiro de 2004. item 2.7.1.

GAB(T): Base de ativo bruto permitida no final do ciclo tarifário;

d: Depreciações do período;

w: taxa do imposto sobre a renda no Brasil (34%);

OPEX: Despesas operacionais estaticamente eficientes no período;

Q: Quantidades produzidas no período; e

CAPEX: Gastos de capital permitidos pela Agência Reguladora.

III.3.2 Definição do Fator X

24. Após a Agência Reguladora ter fixado o P (0), ela passa para o segundo passo e calcula o Fator X. De acordo com os contratos de concessão das companhias de distribuição de gás de São Paulo, este parâmetro deveria ser fixado de modo uniforme por cinco anos e reunir os seguintes aspectos:
- a. Tendências históricas da eficiência da concessão;
 - b. Benchmarks internacionais;
 - c. Índices de produtividade a longo prazo;
 - d. Economias de escala; e
 - e. Benchmarks locais.
25. Além disso, a ARSESP, na Nota Técnica, afirma que o Fator X deveria ser calculado com base na análise das despesas operacionais, observando as mudanças tecnológicas e melhorias de gerenciamento que possam ser razoavelmente previstas no início do ciclo tarifário. Estes

efeitos são chamados de “eficiência dinâmica.”¹⁶ Na verdade a Agência Reguladora reconsidera as despesas operacionais já ajustadas no primeiro passo e calcula o impacto que os ganhos de eficiência dinâmica possam ter sobre o nível esperado de despesas operacionais para o próximo período tarifário.

26. É importante notar o seguinte: conforme demonstrado na fórmula (3), $P(0)$ já leva em conta as projeções das despesas operacionais. Portanto, o Fator X seria diferente de 0 se os aspectos que, de acordo com o contrato de concessão, determinam seu valor, já não houvessem sido considerados nas despesas operacionais ao se computar o $P(0)$. Por exemplo, pode acontecer de termos previsões de despesas de operação usadas na fórmula (3) em linha com o resultado do benchmark nacional e internacional. Daí, neste caso uma Agência Reguladora justa, considerando aspectos do contrato de concessão descritos nos parágrafos 24.a e 24.e, não encontraria motivo para impor um Fator X positivo. Do mesmo modo, despesas operacionais apresentadas no Plano de Negócios da companhia deveriam incluir efeitos de economias de escala. Contudo, de acordo com seu próprio julgamento, a Agência Reguladora poderia achar que são esperadas economias de escala mais altas. Se assim for, a Agência Reguladora computaria o Fator X considerando apenas os ganhos de eficiência das economias de escala que ainda não tenham sido considerados no cálculo do $P(0)$.
27. As especificações do regime tarifa teto adotado no setor de distribuição de gás em São Paulo requer um exame cuidadoso por parte da Agência Reguladora. Já que o Fator X é computado através da revisão das despesas operacionais que já foram ajustadas quando o $P(0)$ foi calculado, a metodologia está sujeita à possibilidade de ajustes de eficiência em duplicidade. A função do Fator X seria reduzida, já que deveria apenas considerar os ganhos de eficiência que não foram levados em conta na determinação do $P(0)$.

¹⁶ Veja Nota Técnica N°3, ARSESP, Janeiro 2004. Item 2.7.1.

28. Com outras abordagens aos regimes tarifa teto, a aplicação do Fator X é menos limitada. É o caso do setor de distribuição da eletricidade no Brasil. Por tal motivo, no próximo capítulo compararemos a estrutura regulatória definida pela ANEEL e pela ARSESP, focando na interação do Fator X e P (0) em ambos os casos.

III.4 ANÁLISE COMPARATIVA: TARIFA TETO - ANEEL VERSUS ARSESP

29. Conforme explicado anteriormente, aparentemente a ARSESP seguiu o exemplo estabelecido pela ANEEL usando basicamente o mesmo método para computar o Fator X. Contudo, há algumas diferenças relevantes entre as duas metodologias, que têm importantes implicações na função do Fator X.
30. A diferença principal vem do cálculo do P (0). A fim de estimar a requerida tarifa média inicial P (0), a ANEEL usa o fluxo de caixa de uma concessão eficiente do *primeiro ano* do ciclo tarifário, enquanto a ARSESP usa fluxos de caixa “estáticos” do ciclo tarifário completo, de cinco anos.
31. Como mostrado na 0 abaixo, a ANEEL calcula o P (0) para cobrir custos econômicos eficientes e para permitir um justo retorno sobre a base de ativos (investimento histórico reconhecido) dentro do primeiro ano do ciclo tarifário. Os fluxos de caixa do restante do ciclo são considerados apenas para calcular o Fator X, *mas não para determinar o P (0)*. Portanto, o P (0) por si só não pode outorgar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, que só pode ser adquirido observando-se adequadamente todo o ciclo tarifário. Além do mais, ao não incluir o Fator X no cálculo, a fórmula inicial P (0) da ANEEL ignora os ganhos de eficiência que a companhia objetiva atingir no futuro.

Tabela I - Fórmulas Comparativas para P (0): ANEEL vs. ARSESP

Regulator	P(0) Equation
ANEEL	$P(0) = \frac{(GAB(0) - D(0) + W(0)) * \left(\frac{WACC}{1-w}\right) + d(1) + OPEX(1)}{Q(0)}$
CSPE	$P(0) = \frac{GAB(0) - \frac{GAB(T)}{(1+WACC)^T} + \sum_{t=0}^T \frac{(1-w)*OPEX(t) - d(t)*w + CAPEX(t)}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Q(t)*(1-w)}{(1+WACC)^t}}$

Fonte: Elaboração própria baseada na N.T.1 da ARSESP e NT 214 / 2003 da ANEEL.

Onde:

GAB(0): Base de ativo bruto permitida no início do ciclo tarifário

GAB(T): Base de ativo bruto no final do ciclo tarifário

D: Depreciações acumuladas no início do período

d: Depreciações do período

W: Capital de giro

w: Taxa brasileira do imposto sobre a renda (34%)

OPEX: Despesas operacionais estaticamente eficientes no período

Q: Quantidades produzidas no período

32. Inversamente, a ARSESP calcula o P (0) levando em consideração as variáveis econômicas da concessão durante todo o ciclo tarifário. Isto aumenta a probabilidade de confusão quanto à estática nos ajustes dinâmicos, exagerando-se os ganhos de eficiência. Na verdade, deveria estar claro que o ajuste estático deveria referir somente às glosas, enquanto que o componente dinâmico refere-se aos esperados ganhos de eficiência que deveriam ser obtidos

pelo Fator X. Contudo, já que o $P(0)$ é calculado computando-se os fluxos de caixa descontados usando a projeção de uma companhia eficiente, este já contém as economias de escala (pelo menos parte delas) que uma companhia eficiente poderia adquirir.

33. A função do Fator X é muito diferente em ambos os casos. Por um lado, se a ANEEL já levou em consideração fluxos de caixa eficientes usando o modelo “Companhia (Utility) Referência” ao calcular o $P(0)$, o Fator X é ainda relevante, pois o equilíbrio econômico mantido no primeiro ano pela determinação do $P(0)$ não necessariamente se mantém ao longo dos anos seguintes.
34. Por outro lado, a ARSESP calcula o $P(0)$ com base nas projeções de custos operacionais eficientes estaticamente ajustados para todo o período tarifário. Portanto, a única maneira de haver ganhos de eficiência adicional durante o período tarifário seria no caso destes serem excluídos de: (a) custos operacionais apresentados pela companhia, e/ou (b) não totalmente levados em conta no primeiro passo do ajuste. Como talvez haja potenciais ganhos de eficiência nestes dois passos, talvez haja uma necessidade limitada do Fator X, pois o $P(0)$ já terá levado a concessão ao equilíbrio econômico.
35. A fim de esclarecer melhor esta questão, damos um exemplo. Suponhamos que uma companhia regulada pelo regime tarifa teto da ARSESP apresente um Plano de Negócios com previsões relevantes. No primeiro passo a Agência Reguladora analisa estes planos e faz vários ajustes e glosas, buscando a eficiência estática, baseando-se no seu próprio julgamento. Após terminar esta tarefa, a Agência Reguladora calcula o valor real do $P(0)$. Quando a Agência Reguladora passa para o segundo passo, ela descobre que os gastos operacionais, na maneira que foram considerados para calcular o $P(0)$, estavam em linha com os benchmarks nacionais e internacionais, de forma que os índices de eficiência já incluídos no Plano de Negócios não sugeriam a expectativa de ganhos de eficiência adicionais. Além disso, baseando-se no seu próprio julgamento, a Agência Reguladora

descobre que tais despesas operacionais já demonstravam economias de escala suficientes. Portanto, as despesas operacionais estaticamente eficientes também eram dinamicamente eficientes. Em tais circunstâncias, uma Agência Reguladora justa concluiria que não há necessidade de um Fator X. A tarifa media seria simplesmente o $P(0)$ ajustado anualmente por um índice da inflação.

36. Suponhamos que uma Agência Reguladora opere seguindo o regime tarifa teto da ANEEL. Usando os mesmos fluxos de caixa ajustados do exemplo anterior, calcula-se o $P(0)$ usando a fórmula da ANEEL. Diferentemente da metodologia da ARSESP, este método considera apenas os fluxos de caixa eficientes do primeiro ano. Computado o $P(0)$, a Agência Reguladora passa para o segundo passo e calcula o Fator X. Embora os fluxos de caixa sejam os mesmos que resultaram em um Fator X nulo usando-se a metodologia da ARSESP, a Agência Reguladora poderá achar um Fator X positivo ao usar o método ANEEL. Isto poderá acontecer, pois no primeiro caso o $P(0)$ já continha todas as informações relevantes (isto é, fluxos de caixa eficientes correspondendo a todo o ciclo tarifário), enquanto que no segundo caso o $P(0)$ já continha a informação relativa ao primeiro ano. Portanto, adicionar informação do restante do ciclo tarifário poderá alterar o equilíbrio financeiro da concessão, e será necessário um ajuste de tarifa (através do Fator X) mesmo se os fluxos de caixa forem dinamicamente eficientes em ambos os casos. Esta diferença ilustra as distintas funções que o Fator X exerce com relação aos regimes tarifários da ANEEL e da ARSESP.

IV. REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2004

IV.1 ESPECIFICAÇÕES DA REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2004

37. Em 2004 a ARSESP conduziu a revisão tarifária da COMGÁS. Para tanto, através da “Nota Técnica N°3” (NT 3),¹⁷ a Agência Reguladora propôs uma metodologia específica baseada nas diretrizes gerais definidas na NT 1. Finalmente, após algumas contribuições por parte da concessionária e outros agentes, a ARSESP definiu as características da revisão tarifária na “Nota Técnica N°4” e na “Nota Técnica N°5.”¹⁸
38. Na NT 3, a ARSESP examinou o Plano de Negócios apresentado pela COMGÁS e avaliou a eficiência estática das projeções das variáveis principais da concessão. Como resultado da análise, e observando o cálculo do P (0), a Agência Reguladora concluiu que:
- As projeções da demanda no Plano de Negócios foram excessivamente pessimistas;
 - O dispêndio para aquisição do imobilizado foi muito alto;
 - A base de ativo foi inadequada; e
 - Houve despesas operacionais que não deveriam ter sido repassadas para os consumidores através da tarifas.
39. Baseada nestes fatos, a ARSESP fez várias glosas regulatórias nos fluxos de caixa. Nós nos concentraremos nos ajustes das despesas operacionais, por ser a variável mais relevante no cálculo do Fator X.
40. Quanto à eficiência estática, a ARSESP glosou totalmente dois componentes das despesas operacionais. Primeiramente considerou-se que itens classificados como “outros - GER”

¹⁷ Veja Nota Técnica N°3, ARSESP, Janeiro, 2004.

¹⁸ Veja Nota Técnica N°4, ARSESP, Março, 2004, e Nota Técnica N°5, ARSESP, Abril, 2004.

foram gerados por risco de negócios da concessão, e, portanto, não deveriam ser pagos pelas tarifas. Em segundo lugar, a Agência Reguladora julgou que a “projeção não cobrável” também não deveria fazer parte das despesas operacionais cobertas pela tarifa.

41. Após remover estas categorias, a ARSESP fez um segundo ciclo de ajustes nas despesas operacionais, procurando tipos adicionais das chamadas “eficiências estáticas”. Desta vez, baseando-se na informação histórica, a Agência Reguladora considerou que a COMGAS gastou demais com certos itens, que incluíam contratos com terceiros, manutenção do gasoduto e renovação do mesmo. Por tal motivo a ARSESP calculou um fator de redução (0.836), que resultou em uma diminuição sistemática de 16.4% em todos os itens OPEX permitidos pela Agência Reguladora (isto é, o OPEX apresentado no Plano de Negócios menos as previsões para não cobráveis, entre outras), a ser aplicada em cada ano do ciclo tarifário.¹⁹ Este segundo ajuste, juntamente com o primeiro, foi considerado para se calcular o P (0).
42. A COMGAS manifestou sua preocupação sobre estes ajustes, especialmente sobre o fator de redução. A companhia argumentou que a redução nos custos secundários já estava considerada no Plano de Negócios apresentado, e, portanto, a ARSESP estava fazendo uma duplicidade quanto aos mesmos.
43. Após ter sido calculado o P (0) a ARSESP calculou o Fator X usando a metodologia da NT 3, a qual afirma que os ganhos com “eficiência dinâmica” resultantes das reduções nas despesas operacionais como uma consequência dos efeitos escala, mudanças tecnológicas e/ou

¹⁹ Este ajuste é aplicado em gastos operacionais futuros e baseia-se, segundo a ARSESP, na análise da eficiência histórica. De acordo com o contrato de concessão da COMGAS, este tipo de análise deveria ser considerado para o Fator X e não para o P (0). Contudo, isto não gera problema algum, a menos que seja considerado em ambos os cálculos. Neste caso, a Agência Reguladora estaria duplicando ganhos de eficiência.

melhorias no gerenciamento têm que ser levados em consideração. Estas alterações e melhorias devem ser adequadamente previstas no início do próximo ciclo tarifário.²⁰

44. A fim de obter “eficiência dinâmica”, a ARSESP tenta determinar, usando benchmarks internacionais, os ganhos de eficiência adicionais que a COMGAS deveria alcançar. Durante a revisão tarifária da COMGAS em 2004 a ARSESP usou como exemplo os resultados das companhias argentinas de distribuição de gás natural no período 1993-1998. A ARSESP afirmou que a redução em OPEX por cliente, para estas companhias, foi da ordem de 25%, e, portanto, a COMGAS deveria obter ganhos de eficiência semelhantes durante o segundo ciclo tarifário. Por fim, a ARSESP decidiu que tais ganhos de eficiência poderiam ser alcançados se as despesas operacionais permanecessem constantes em termos reais nos níveis do primeiro ano do ciclo tarifário. Isto resultaria em uma redução de 22% nos gastos operacionais, por cliente.²¹

Tabela I – Ajustes de OPEX – Cálculo do P (0) e do Fator X

OPEX	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009
R\$ as of Jun-03					
From Business Plan	309,892,682	292,360,444	288,855,837	301,158,706	311,366,372
From P(0) calculation	203,736,701	217,273,857	230,006,512	239,526,755	247,312,353
From X factor calculation	203,736,701	203,736,701	203,736,701	203,736,701	203,736,701

Fonte: NT3, ARSESP.

45. O mostra os valores das despesas operacionais finais após o primeiro e o segundo passo dos ajustes. A primeira linha aponta o OPEX apresentado pela COMGAS para a revisão tarifária. A segunda linha aponta o OPEX incluído na fórmula (3) para calcular o P (0) (isto é, as despesas operacionais do Plano de Negócios menos os dois ciclos de ajustes estáticos). Em seguida, em um segundo passo, a ARSESP ajustou este OPEX para atingir o OPEX

²⁰ *Ibid.*

²¹ Veja Nota Técnica N°3, ARSESP, Janeiro 2004. item 2.7.1.

“dinamicamente eficiente” (terceira linha da 0) usado para calcular o Fator X. Naturalmente, este último ajuste desequilibra a equação financeira da concessão, já que o P (0) foi originalmente calculado usando um OPEX mais alto. Assim, seguindo a fórmula (4), a ARSESP calcula o valor do Fator X que deveria trazer a concessão de volta para o equilíbrio econômico.

$$GAB(0) = \sum_{t=0}^T \frac{Q(t) * (1-w) * P(0) * (1-X)^t}{(1+WACC)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{(1-w) * OPEX(t) + CAPEX(t) - d(t) * w}{(1+WACC)^t} + \frac{GAB(T)}{(1+WACC)^T} \quad (4)$$

46. As variáveis e parâmetros na fórmula (4) são as mesmas da fórmula (3), com a única diferença que neste passo as despesas operacionais usadas são ajustadas, o P (0) é dado, e o Fator X é a variável sendo calculada.
47. Encontramos duas questões principais conflitantes na metodologia aplicada pela ARSESP na revisão tarifária da COMGAS em 2004, relacionadas ao tratamento regulatório do OPEX: O risco de duplicidade nas reduções do OPEX, e a subjetividade do benchmarking internacional. Estas questões estão explicadas a seguir:

IV.1.1 Reduções em duplicidade no OPEX

48. Como explicado anteriormente, o espaço para o Fator X na metodologia ARSESP é limitado. Este parâmetro se baseia na distinção entre eficiência “estática” e “dinâmica” nas despesas operacionais. Esta distinção, contudo, se torna mais complexa sob os termos de um regime tarifa teto, como definido em São Paulo. De fato, a Agência Reguladora enfrenta o risco de exagerar os ganhos de eficiência através das reduções em duplicidade no OPEX, o que poderia ter uma consequência negativa na sustentabilidade do equilíbrio financeiro e econômico.
49. Um problema de ordem prática poderá surgir, pois tanto o P (0) quanto o Fator X são calculados usando informação do *ciclo tarifário inteiro*, e, portanto, a distinção entre OPEX

“estaticamente” e “dinamicamente” eficiente se torna ambígua, já que ambos os parâmetros são calculados usando a mesma informação.

50. Embora as glosas regulatórias sejam consideradas uma prática normal em indústrias reguladas, se a redução nas despesas operacionais para o cálculo do Fator X já tiver sido incluída no Plano de Negócios apresentado pela COMGAS, ou se a mesma já tiver sido considerada no ajuste dos custos operacionais do primeiro passo (no cálculo do P (0)), a Agência Reguladora teria ganhos de eficiência em duplicidade. Portanto, o Fator X só poderá ter um impacto justo nas tarifas se a Agência Reguladora for capaz de avaliar corretamente a eficiência do Plano de Negócios, e de separar os ajustes eficientes estáticos dos dinâmicos, mesmo quando ambos se referirem às despesas operacionais do mesmo período.
51. De acordo com a estrutura regulatória do gás natural, a ARSESP deveria determinar o Fator X para cinco anos, levando em consideração as tendências históricas da eficiência da concessão, os benchmarks internacionais e locais, os índices de produtividade a longo prazo e as economias de escala. Alguns destes aspectos já foram considerados no cálculo do P (0).²² Os mesmos não deveriam ser considerados de novo para evitar ganhos de eficiência em duplicidade.
52. A ARSESP calculou o Fator X baseando sua análise apenas no benchmark internacional das despesas operacionais.²³ Embora este seja um importante indicador de eficiência, se a Agência Reguladora não complementá-lo com outros aspectos mencionados na estrutura regulatória, poderá haver uma percepção falha quanto à esperada eficiência.
53. Por exemplo, o Fator X obtido através de benchmarks poderia ter sido comparado com o Fator Total de Produtividade da indústria e/ou da companhia em si, a fim de assegurar que o fator está consistente com a produtividade média geral do setor observado no passado. Da

²² Veja fn. 19.

²³ Analisaremos este benchmark no próximo capítulo.

mesma forma, a Agência Reguladora poderia ter analisado se as economias de escala foram consideradas nas despesas operacionais usadas para computar o P (0). Esta espécie de prudência na análise é essencial devido à metodologia escolhida pela ARSESP. Uma análise incompleta poderia resultar em expectativas exageradas quanto aos ganhos de eficiência.

IV.1.2 Benchmark internacional

54. A ARSESP, na sua primeira revisão tarifária, não forneceu um benchmark internacional adequado, já que apenas considerou as concessões de distribuição de gás natural em um país (Argentina) durante o primeiro ciclo tarifário, um período que normalmente apresenta ganhos de alta eficiência gerados pelos períodos de recuperação pós-privatização, não se esperando que os mesmos se repitam em um futuro próximo. Os ganhos de eficiência da experiência argentina no período 93-98 incluem estes ganhos de eficiência únicos iniciais no período pós privatização, os quais são bem grandes, mas únicos no início da operação privativa, portanto, dificilmente se replica em outra concessão em condições operacionais normais.
55. Mesmo se estes esperados ganhos de eficiência fossem razoáveis, a ARSESP deveria especificar qual seria a fonte de tais ganhos. Eles poderiam vir de esperados efeitos de escala positiva, ou de melhorias técnicas e gerenciais, entre outros. A Agência Reguladora fornecendo este tipo de explicação seria mais transparente e faria com que o benchmark aplicado fosse mais confiável.
56. A definição do Fator X baseada no julgamento único da Agência Reguladora envolve um alto grau de discricção e, portanto, um risco considerável. A viabilidade deste método está fortemente ligada à reputação e credibilidade da Agência Reguladora, assim como à maturidade das praticas regulamentares no país. Na prática, esta abordagem é feita nos países anglo-saxões, onde o “julgamento custeado” da Agência Reguladora tem um significado e modos de implantação muito específicos. Assim, o uso deste método não é aconselhado

quando o desenvolvimento “cultura reguladora ” ainda não está maduro, o que é a condição predominante nos países da América Latina e em outros países em desenvolvimento.

V. CONCLUSÕES

57. Após analisar as especificações no regime tarifa teto da ARSESP percebemos que há limitada necessidade do Fator X. A margem máxima inicial $-P(0)$ – é calculada considerando-se as informações do ciclo tarifário inteiro. Sendo assim, alguns dos aspectos que a estrutura regulatória afirma que deveriam ser considerados ao se computar o Fator X, podem já estar presentes no cálculo do $P(0)$. Este fato requer cuidadosa atenção por parte da Agência Reguladora, já que a metodologia impõe risco de ganhos de eficiência em duplicidade, os quais podem ter consequências negativas nos investimentos a longo prazo no setor. É importante que a Agência Reguladora compute o Fator X considerando apenas os alvos de eficiência razoáveis que ainda não foram demandados quando do cálculo do $P(0)$.
58. Adicionalmente, analisamos o regime tarifa teto do setor de eletricidade, e descobrimos que a metodologia nesta estrutura regulatória deixa muito espaço para um Fator X ativo. Isto é resultado de uma tarifa média inicial calculada usando-se a informação de um ano apenas, deixando para o Fator X a função de incorporar toda a informação do restante do ciclo tarifário. Portanto, esta metodologia reduz o risco de ter a Agência Reguladora contando os ganhos de eficiência em dobro, já que a função dos dois principais parâmetros está visivelmente delimitada.
59. Finalmente, examinamos as características específicas da revisão tarifária da COMGÁS em 2004. Encontramos certos procedimentos questionáveis, especialmente no cálculo do Fator X. Primeiramente, a ARSESP sustentou a necessidade de um Fator X positivo, considerando apenas um dos cinco aspectos que o contrato de concessão afirma que deveriam ser considerados para este assunto: benchmarks internacionais. Em segundo lugar, este alvo de eficiência parece inadequado, já que considerou as concessões para distribuição de gás natural em apenas um país (Argentina) durante o primeiro ciclo tarifário, um período que normalmente apresenta ganhos de alta eficiência advindos de períodos de recuperação pós

privatização, e, portanto, com pouca probabilidade de ocorrerem novamente em um futuro próximo.

60. Estas observações não são menos importantes: a Agência Reguladora encontrou espaço para impor um alvo eficiente (e, portanto, um Fator X que não é nulo) baseado somente no benchmark com resultados altos, acima do normal. Quando este tipo de alvo é imposto sem se examinar com profundidade o que poderia originá-los, as Agências Reguladoras podem estar agindo contra os princípios do regime da tarifa teto.