



gasNatural
São Paulo Sul

Sorocaba, 04 de março de 2009.

À
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado de São Paulo -
ARSESP
Rua BoaVista 170, Edifício Cidade I – 3º Andar
CEP 01014-000
São Paulo

At.: Ilmo. Sr. Hugo de Oliveira
Diretor Presidente – ARSESP

c.c. Sr. Zevi Kann
Diretor de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição
de Gás Canalizado

Ref.: Audiência Pública ARSESP nº 1/2009 .

Prezado Senhor,

Enviando nossos cumprimentos, vimos solicitar a juntada da contribuição em anexo, referente à Análise da Metodologia proposta pela ARSESP para a 2a. Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

A contribuição foi preparada pela Quantum do Brasil, como representante da Gas Natural.

Atenciosamente,

Gas Natural São Paulo Sul S.A
Eduardo Cardenal Rivera
Diretor Geral



Preparado pára:

Gás Natural SPS

Análise da Metodologia proposta por
ARSESP para a 2º Revisão de Tarifas no
Estado de São Paulo

4 de Março 2009

Índice

1	Introdução	3
2	Resumo Executivo.....	3
3	Críticas à Metodologia	7
3.1	Filosofia Regulatória Geral	7
3.2	Abertura de Mercado	9
3.3	Cálculo do Po	13
3.3.1	Seleção da taxa do custo de capital	13
3.3.2	Calculo de Po por atividade.....	14
3.4	Cálculo do Término de Ajuste K.....	18
3.5	Cálculo do Fator X	19
3.5.1	Metodologia para determinar o Fator X.....	20
3.5.2	Ajuste do TFP pelo volume.....	20
3.5.3	Índice a aplicar para o cálculo do TFP	20
3.5.4	Dados a utilizar para o cálculo dos Índices.....	22
3.5.5	Índice dos produtos.....	22
3.5.6	Ponderadores dos produtos.....	22
3.5.7	Ponderadores dos insumos.....	24
3.5.8	Benchmarking.....	24
3.6	Estrutura Tarifária.....	24
3.6.1	Alocação de Custos.....	24
3.6.2	Encargo de Capacidade.....	25
3.7	Plano de Investimentos	26
3.8	Monitoramento dos Investimentos Programados	26
3.9	Desconto	27

1 Introdução

Em conformidade com o disposto na DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 039, de 26-01-2009, que dispõe sobre o Processo de Revisão Tarifária das concessionárias de distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo, definindo cronograma inicial de eventos, enviamos à apreciação da ARSESP o presente documento com críticas e considerações à Nota técnica Nº RTM/02/2009 "Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo para o Terceiro Ciclo Tarifário", solicitando a sua reavaliação.

Os seguintes itens, além deste (Introdução), compõem este documento:

- Filosofia Regulatória Geral
- Abertura de Mercado
- Cálculo do P0
- Cálculo do Termo de Ajuste K
- Cálculo do Fator X
- Estrutura Tarifária
- Plano de Investimentos
- Monitoramento dos Investimentos Programados

2 Resumo Executivo

Em este relatório se apresentam as observações e propostas da Nota técnica Nº RTM/02/2009 "Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo para o Terceiro Ciclo Tarifário".

O capítulo da Filosofia Regulatória apresenta os riscos que aparecem da aplicação de métodos combinados, a citar *price cap* e *revenue cap*. O *price cap* por categoria e *revenue cap* médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas quitam a flexibilidade da empresa em alocar gás em diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes. Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

Outra distorção detectada aparece nas tarifas por o repasse anual das variações no preço do gás e transporte em comparação aos preços relativos

de energéticos substitutos que tem seus preços ajustados de acordo com o mercado. Isso pode gerar tarifas relativas muito baixas em segmentos onde o energético alternativo se eleva durante o período ou tarifas muito altas, não competitivas quando o preço do energético alternativo se encontra baixo, obrigando a Concessionária a praticar descontos para manter clientes de tal segmento. O repasse do ajuste dos custos de gás e transporte (*pass through*) deveria ser automático ou, no mínimo, trimestral.

O tema de maior atenção nesta nova metodologia é a abertura da comercialização à concorrência, onde a ARSESP busca propiciar melhores preços e qualidade de serviço aos grandes consumidores. No entanto, vários das proposições e definições para realizar bem esta abertura necessitam serem revistos ou mesmo feitos.

O primeiro ponto é definir a quem cabe o risco pelo impacto da variação da demanda no cálculo das tarifas com a abertura: se aos consumidores ou a Concessionária. Outro ponto é a demanda com o qual se vai calcular a tarifa de comercialização. Sugere-se que esta seja calculada somente com a demanda dos usuários cativos, que causam os maiores custos nos serviços de comercialização. Na nota técnica chega-se a sugerir um desconto na tarifa de distribuição aos consumidores livres. Isto não deveria nem ser sugerido: os descontos são uma decisão da Concessionária para manter seu mercado, pois, apesar de ter tarifas reguladas, compete com energéticos substitutos. Além disso, o regulador não pode obrigar a Concessionária a distribuir a uma tarifa inferior daquela regulada.

Quanto ao pré-aviso para saída de consumidores para o mercado livre, este se deve dar com um mínimo de dois anos, porém se respeitando o prazo estabelecido no contrato de concessão. Poderia haver a possibilidade de saída antecipada, porém com o pagamento de um encargo de saída para a Concessionária, a fim de indenizá-la por compromissos de transporte e molécula assumidos. O retorno de um Usuário ao mercado regulado deve ser feito com pré-aviso de doze meses, ressalvados disponibilidade de gás e necessidades de investimentos adicionais. O consumo mínimo para a opção por ser livre (300.000 m³/mês) é muito baixo. Propõe-se uma gradualidade partindo de um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m³/mês chegando a 1.000.000 m³/mês em um período de cinco anos.

O relacionamento entre os três sujeitos (comercializador, distribuidor e usuário) da abertura está escasso de definições, conceitos e regulamentações. O regulador deve divulgar a norma que regulamenta esta relação, no tocante a cobranças, cortes e mecanismos resolução de conflitos, entre outros. Deve-se também estabelecer garantias para os serviços da distribuidora, principalmente com respeito ao inadimplemento do consumidor com a

distribuidora e com a comercializadora, a fim de assegurar a margem de distribuição da Concessionária.

Para a determinação do Po se sugere aplicar como mínimo o Po vigente atualmente mais a consideração do novo plano de investimentos já que a condição de Greenfield ainda não há sido superada.

A formulação do Po deve respeitar a equação com a taxa antes de impostos que garante a correta remuneração dos fatores que participam no cálculo. A formulação proposta, com a taxa depois de impostos não é equivalente a formulação original proposta pela ARSESP na primeira revisão tarifária.

A separação causada pela abertura de mercado gera a necessidade de calcular dois Po. Um para distribuição e outro para comercialização já que as quantidades vendidas em cada uma destas atividades é diferente.

Com respeito à metodologia de cálculo do fator de ajuste k se realizou algumas observações e propostas.

A aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a Concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t , aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período, mais quando se apresenta a situação inversa, se considera $k=0$. Esta aplicação assimétrica é injusta para o concessionário. Para isto se propõe que o ajuste se realize tanto quando a margem obtida seja superior à margem média aprovada ($k>0$) como quando ocorra a situação inversa ($k<0$).

Observa-se que se deveria realizar o cálculo do termo k tendo em conta a tarifa com desconto e não a tarifa teto, de maneira que o concessionário não se encontre em risco de não recuperar a receita regulatória.

Também se propõe o cálculo de um fator K para o negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que de calcular-se um único fator K poderiam trasladar-se os efeitos de um negócio ao outro.

O fator X para SPS deveria ser igual a zero já que a condição de Greenfield permanece sobre a empresa e impede por enquanto a captura das eficiências características das empresas consolidadas.

Detectar-se-ão dois pontos importantes do Fator X : o ajuste do TFP pelo volume e os ponderadores dos produtos para o cálculo do TFP.

A ARSESP propõe um ajuste do TFP por volume, o qual é correto já que o efeito das economias de escala está incorporado no cálculo da margem máxima. Mais no anexo aplica uma fórmula que não está indicada a fonte, por tanto se considera que se deveria explicitar a mesma. Em a fórmula, a ARSESP propõe

um parâmetro da elasticidade de escala igual a $\varepsilon = 0.95$ e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar esse valor.

A ARSESP estabelece arbitrariamente como ponderadores dos produtos para o cálculo do TFP as seguintes ponderações: Quantidade de clientes: 0,5, Energia distribuída: 0,25 e Extensão de rede: 0,25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproduto de Leontief.

A abordagem recomendada pela Agência para o cálculo do Fator X, é estimar a PTF, complementado com dados de benchmarking internacional. Cabe destacar que o benchmarking e o PTF são técnicas substitutas e não complementares para medir a eficiência e deve se escolher só uma de elas.

Com respeito à estrutura tarifária, a ARSESP propõe a aplicação de uma tarifa binomial segmentando aos usuários grandes segundo seu fator de cargas com o fim de enviar um sinal apropriado de consumo, no entanto isto é insuficiente porque poderiam existir subsídios cruzados. Para melhorar este problema, se propõe a aplicação de tarifas trinomiais como se realiza usualmente em outros países.

Se sugere que o plano de investimentos que se incorporara na tarifa considere as expansões em gasodutos virtuais e também os investimentos em instalações internas do cliente já que assim se consegue a massificação só serviço em benefício tanto de novos usuários como de existentes.

Com respeito ao monitoramento de investimentos, se menciona a rigidez do esquema que poderia incentivar as empresas a propor planos de investimentos muito conservadores.

É importante também assinalar o curto espaço de tempo que a ARSESP disponibilizou para a análise e discussão da nota técnica. Um processo de liberalização de mercado e alterações na metodologia de cálculo das tarifas não deveria ser feito com tanta pressa.

3 Críticas à Metodologia

3.1 Filosofia Regulatória Geral

A concessão do serviço público em regime monopolista costuma ser uma solução comum para prover certos bens públicos, como serviços de infraestrutura. O monopólio natural ocorre quando uma única empresa tende a oferecer bens ou serviços a um custo menor, caso houvesse outros competidores. Desta forma, em casos de monopólios naturais é necessário haver uma regulação que provenha sinalizações econômicas ao monopolista através de critérios de precificação, remuneração e qualidade, que incentive o monopolista a desenvolver sua atividade com qualidade e controle de custos.

A indústria do gás natural, caracterizada por elevados custos afundados e rendimentos crescentes de escala, com custo médio e marginal decrescentes, é um caso de monopólio natural e a regulação tarifária definida para este serviço no Estado de São Paulo resulta no uso de métodos combinados, a citar *price cap* e *revenue cap*.

Este sistema misto de regulação tarifária baseia-se em tarifas máximas permitidas (*price cap*) por tipo de usuário (discriminadas por uso ou tipo de setor), conjugadas com uma margem¹ média máxima (*average revenue cap*), na qual é determinado um teto ou margem máxima média por m³ de gás vendido.

O ajuste da margem ocorre anualmente conforme variação da inflação do ano anterior, descontando-se a produtividade obtida no período através de um fator "X", e também, a margem média por unidade de volume é ajustada quando esta supera o teto estabelecido, havendo a devolução do excedente através de um termo de ajuste "K". No caso específico do Estado de São Paulo, a definição da margem máxima se realiza em função de um volume projetado de vendas. O fator K serve, então, para corrigir a variação entre a margem máxima e a margem obtida por efeito das variações nos volumes distribuídos.

Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

O *price cap* por categoria e *revenue cap* médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas, tiram a flexibilidade da empresa em alocar gás em

¹ É a receita anual menos os custos de gás e transporte dividido o volume total distribuído.

diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes.

Segundo a própria ARSESP, o Fator K seria um "Termo de Ajuste a aplicar no período "t" (R\$/m³), que tem por objetivo corrigir os desvios produzidos durante o período (t-1) da correspondente MM prevista em relação à efetivamente verificada nesse período (MO)." Ocorre que, ao obter a margem obtida (MO) pela multiplicação do volume real vendido multiplicado pela tarifa máxima permitida, e não pela tarifa real praticada, obtêm-se não a margem real obtida, e sim a margem que poderia ter sido obtida, caso a concessionária não praticasse descontos. Logo, o fator K resultante não regula a receita máxima permitida, ao contrário, regula somente o volume real vendido, sendo, então, não um regulador da margem máxima, mas um simples ponderador de volumes.

Em realidade, o próprio desvirtuamento do termo K em fator de ajuste de volumes, descaracteriza o *revenue cap*, pois este, em sua essência, visa controlar os ganhos do monopolista via um máximo de ingressos obtidos, e não em um mero fator de correção de volumes previstos.

Logo, o fator K como definido atualmente torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a concessionária não obteve. O fator não regula a margem máxima permitida da companhia e desestimula a possibilidade da concessionária em conceder descontos, pois não considera as tarifas reais praticadas. Ou seja, as sinalizações do atual fator K são totalmente incorretas, pois indicam à concessionária que, mesmo obtendo uma margem inferior à margem máxima permitida (devido, por exemplo, a fatores de mercado), poderá ser penalizada através do redutor de suas tarifas máximas no próximo ano, e não conseguindo recuperar os seus custos necessários para obter a rentabilidade aprovada pelo regulador. Isto pode reduzir o incentivo da empresa em expandir seus serviços pois não conta com as ferramentas necessárias para poder atender de maneira eficiente o seu mercado.

Complementarmente, há de atentar pelo fato de que, apesar de ser um monopólio, a concessionária tem preços tetos limitadores das tarifas por categoria e concorre com energéticos substitutos, o que limita efetivamente seu poder de mercado obrigando, em muitos casos, a concessão de descontos que reduz a rentabilidade autorizada à companhia.

Como conclusão, tem-se que a aplicação conjunta das metodologias de regulação *price cap* e *revenue cap* em São Paulo é anômala, pois a metodologia do Fator K não funciona como regulador de receita máxima e, ao contrário, serve apenas como penalização a erros de previsão e

concessão de descontos, reduzindo a oportunidade da concessionária em obter rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, conforme determina o marco regulador do Estado de São Paulo.

3.2 Abertura de Mercado

Os objetivos propostos pela ARSESP com a Abertura de mercado são habilitar o direito do usuário de escolher o prestador, dar acesso sem discriminação ao uso da infra-estrutura de distribuição e manter sustentável os rendimentos de distribuição em condições de entrada de novas comercializadoras.

Tendo-se estes objetivos, a proposta de Abertura deverá ser consistente, porém existem nas proposições iniciais apresentadas pela ARSESP pontos de atenção e alguns vazios que merecem cuidados e discussão, como: a relação entre demanda e tarifas que poderá ser afetada pela Abertura, os impactos nos compromissos de gás e transporte já contratados pelas concessionárias, o tratamento dos dês-balanços do sistema, os pré-avisos e requisitos para os clientes tornarem-se livre, responsabilidades do comercializadora de última instância e a qualidade do gás, entre outras. Em definitiva, falta definir as condições gerais da abertura de mercado onde se regulamente detalhadamente o funcionamento de todos os atores e sua interrelação incluindo aos clientes, as concessionárias, o ARSESP, etc.

Neste processo de Abertura haverá grande mobilidade da demanda de gás que impactará nos cálculos das tarifas. Para tratar este tema existem duas possibilidades: atribuir o risco de variação da demanda aos consumidores, havendo um encargo variável que se ajustaria periodicamente de acordo com a queda ou aumento de demanda, ou atribuir o risco de demanda ao concessionário, neste caso estimando-se uma demanda regulada (única demanda segura num ambiente em concorrência) e sobre esta demanda calcular o encargo tarifário de maneira que perdas ou ganhos de rendimentos decorrentes de erros de estimação caberiam à concessionária.

A tarifa da atividade de comercialização se deve calcular independentemente da tarifa de distribuição. Propõe-se que no cálculo da tarifa de comercialização se inclua unicamente a demanda dos usuários cativos (demanda regulada), pois estes usuários são os que causam os maiores custos nos serviços de comercialização, assumindo que o custo marginal de um usuário livre deve ser menor do que o custo médio tarifário.

Existem vários riscos, caso se inclua na tarifa de comercialização tanto a demanda regulada como a não regulada, a citar: risco de um desequilíbrio de mercado, pois no custo de comercialização (de natureza fixa) se cobraria toda a demanda do mercado, incluindo o segmento que não é coberto pela regulação de preços; existiriam subsídios cruzados, pois como se estabeleceria

um encargo médio se daria subsídios cruzados entre segmentos do mercado e os diferentes perfis de consumo, onde aqueles usuários com consumos superiores aos médios pagariam mais do que proporcionalmente seus custos unitários; haveria uma priorização dos melhores clientes ("desnate" de mercado) por parte das comercializadoras, que concentrariam seus esforços comerciais em atender os nichos de mercado de maior consumo e menor custo; não existiria neutralidade na concorrência, pois se não se calcula uma tarifa real ao concessionário este estaria em incapacidade de competir no mercado em igualdade de condições; haveria geração de rendas e entrada de comercializadoras ao mercado ainda com custos ineficientes.

Com relação ao gás e transporte já contratados pela concessionária, supõe-se na nota técnica que estes contratos deveriam ter-se realizado sob o suposto da abertura de mercado e que, portanto, deveriam ter incluído as previsões da realocação destes compromissos. Argumenta ainda que a diminuição dos volumes de gás consumido por saídas para o mercado livre se compensaria com os incrementos de volumes da demanda dos usuários residenciais e comerciais e que a concessionária poderia fazer descontos para manter usuários.

A respeito deste raciocínio, os descontos se deveriam fazer na comercialização, já que este é o negócio em concorrência e, com relação aos contratos já firmados, é incorreta a lógica proposta pelo regulador de que o volume perdido para o mercado livre pode ser substituído pelo crescimento do mercado cativo. Os usuários livres, uma vez que são grandes clientes, tendem a deslocar enormes volumes de gás caso saiam, em comparação com o crescimento dos usuários residenciais e comerciais que não são comparáveis nem compensam esta perda de demanda. Além disso, mesmo conhecendo a possibilidade da abertura de mercado, a contratação de volumes só pode ser feita em longo prazo, além de que a demanda deve ser considerada pela concessionária enquanto exista o mercado e que este seja atendido por ela.

Em conclusão, não se têm mecanismos claros que pudessem ter-se adotado para prever os resultados da concorrência sem afetar os usuários cativos. Esta situação deveria ser entendida pelo regulador e aceita nas condições de abertura, de tal maneira que não afete o equilíbrio econômico dos distribuidores e que o impacto aos usuários cativos seja no período de abertura e não com anterioridade a este.

Por tanto se propõe que se ajuste o período de abertura, não como o propõe a ARSESP, senão ajustando o período de pré-aviso de dois anos proposto para a saída dos clientes às condições contratuais antes aceitas pelos clientes, de tal maneira que não se afete a segurança jurídica por uma regulação

posterior. Desta maneira, se entende que se exija o cumprimento dos dois anos de pré-aviso para a saída de clientes para o mercado livre, mas se mantendo o respeito e as decisões do concessionário e dos usuários ao pactuar contratos com uma duração definida, bem como as decisões do concessionário e seus provedores ao pactuar termos e condições no fornecimento e no transporte.

A Nota Técnica da ARSESP menciona também a figura do comercializador ou prestador de última instância, no entanto o conceito não é desenvolvido amplamente e só se definem responsabilidades para o concessionário, mas não se desenvolve a contraprestação das mesmas, nem o manejo conceitual do tema.

Relacionado com a concorrência varejista na comercialização, encontra-se o Prestador de Última Instância (PUI) naqueles contextos onde se deve cumprir com critérios de acesso, continuidade e sustentabilidade do serviço e garantia de disponibilidade de fornecimento a todos os usuários. Na nota Técnica o desenvolvimento proposto é muito limitado e não corresponde realmente às funções de PUI. Só prevê que em ocasiões de crises o concessionário como distribuidor atenda ao usuário, mas não é claro em que condições, nem o que acontece com as responsabilidades do comercializador.

Os riscos que enfrentam comercializadores e concessionárias são diferentes, pois enquanto o concessionário deve aceitar e recolher todos os clientes, o comercializador entrante seleciona seu mercado e naturalmente se inclina a selecionar os clientes mais rentáveis. A consequência principal é que o comercializador de última instância termina com um mercado que em termos de risco é mais custoso, já que quando os comercializadores "levam" os bons clientes o perfil médio de clientes da concessionária começa a deteriorar-se.

Existe um desbalanceamento entre as obrigações da concessionária como comercializadora de última instância e os riscos inerentes a essa responsabilidade, que não se reconhecem na tarifa e que, em qualquer caso, incrementariam o custo para os clientes cativos ou gerariam um déficit para o concessionário.

Por essas razões, é conveniente definir o PUI em termos gerais e se deve reconhecer o incremento na remuneração respectiva. Neste contexto é que se sustenta que se deva reconhecer uma margem adicional no encargo de comercialização do concessionário, sugere-se que se estabeleçam claramente as responsabilidades e as retribuições de ser PUI e que se aclare que a responsabilidade para aceitar um usuário que regresse deve estar sujeita à disponibilidade real de fornecimento de gás e de transporte.

Em relação à qualidade do gás, a ARSESP abre o precedente de o Comercializador informar à concessionária a qualidade do gás objeto de cada contrato. No entanto, o que deve ser feito é se fixar padrões de qualidade a serem cumpridos independentemente do comercializador, com especificação mínima de qualidade do gás igual para todas as comercializadoras, pois a qualidade do gás no duto deve ser igual para todos os clientes. Esta necessidade de fixar padrões de qualidade surge do fato que a distribuidora não pode controlar a qualidade de gás por comercializador, por usuário ou por contrato, a exceção de volume e pressão.

Com relação ao direito do consumidor tornar-se usuário livre, a ARSESP propõe que esta opção seja possível a partir de consumos mensais (calculados pela média do ano) de pelo menos 300.000 m³/mês. Esse volume é baixo. Baseado na experiência em outros países se propõe uma gradualidade no processo de liberalização, adotando um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m³/mês, baixando gradualmente até 1.000.000 m³/mês em um período de cinco anos:

ANO	LIMITE MÍNIMO m ³ /mês
2011	5.000.000
2012	4.000.000
2013	3.000.000
2014	2.000.000
2015	1.000.000

A título de comparação, no Estado do Rio de Janeiro o nível mínimo para a opção são 100.000m³/dia, ou 3.000.000 m³ em um mês de 30 dias.

O contrato de concessão estabelece que finalizado o período de exclusividade na comercialização, os usuários deverão avisar com 2 anos de antecedência sua vontade de tornar-se livres. No entanto, a nota técnica introduz um caso (Caso 3) onde se o contrato é assinado depois da data de abertura do mercado, o cliente pode avisar com 90 dias de antecedência. Isto constitui uma flexibilização da limitação imposta no contrato de concessão. Devem-se respeitar os 2 anos de antecedência para todos os casos já que eles servem para brindar previsibilidade na contratação de gás e transporte, que se realiza mediante contratos de longo prazo e os volumes envolvidos na incorporação de grandes clientes são em general muito importantes e difíceis de recolocar.

Finalmente, é importante destacar que as condições de volta à distribuidora de clientes que se tinham tornado livres deve ser detalhada. Por exemplo, esta volta não pode de nenhum modo ser automático e deve estar sujeito à disponibilidade de gás e transporte. Esta situação se torna importante sob um palco de escassez de gás como o que se enfrentou recentemente.

3.3 Cálculo do Po

Na revisão passada se aplico um Po igual à margem vigente antes do início da concessão para SPS e a GBD, essa exceção se deu justamente em decorrência das diferenças de mercado das concessionárias brownfield (Comgás) e greenfield (SPS e GBD). Essas diferenças de mercado não só permanecem inalterados senão que se agravaram pelo palco atual do gás natural com respeito aos combustíveis alternativos. Por esta razão resultaria conveniente que esta exceção se mantivesse durante esta revisão tarifária.

Propõe-se que o Po seja igual o maior que o Po vigente na atualidade para permitir que SPS tenha alguma possibilidade de continuar o seu desenvolvimento sustentável ao longo prazo.

Inclusive quando se considera que ainda não estão dadas as condições de desenvolvimento do negócio de SPS que permita um adequado cálculo do Po, analisa-se a seguir, de maneira conceitual, a nota técnica no que refere ao cálculo do Po.

3.3.1 Seleção da taxa do custo de capital

Na nota técnica da revisão passada o ente regulador apresentou duas formulas para o cálculo de Po as quais se representam a seguir:

$$P_0 = \frac{BRRIf - \frac{BRRIf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{[OPEX_i + ODESP_i + CAPEX_i]}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [1]$$

$$P_0 = \frac{BRRIf - \frac{BRRIf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^5 \frac{w.D_i}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^5 \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i.(1-w)}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [2]$$

Onde:

$BRRIf$: Base Tarifária Líquida de depreciações no início do ciclo,

$BRRLf$: Base Tarifária Líquida de depreciações no final do ciclo,

$OPEXi$: Custos operativos, administração e comercialização no ano i

$CAPEXi$: Investimentos no ano i

$ODESPi$: Outras despesas, gastos e impostos no ano i

Di : Depreciação no ano t

Vi : Volume de m³ de gás canalizado distribuído no ano t

W : Taxa de impostos

i : cada ano do período do ciclo tarifário

r_{wacc} : em[1] custo de capital antes dos impostos

em[2] custo de capital depois de impostos

A diferença de entre ambas as expressões reside no fato que na primeira expressão se calcula Po empregando uma taxa antes de impostos enquanto a segunda expressão se utiliza uma taxa depois de impostos. No entanto se pode demonstrar por meio de um exemplo que o valor obtido em Po na primeira expressão difere do Po obtido na segunda expressão o que carece de sentido já que a margem máxima deve ser a mesma indiferente da análise que se este realizando. Na presente revisão tarifaria a nota técnica apresenta unicamente a segunda expressão a qual contém um erro devido ao efeito do taxa do imposto no fluxo de fundos, por esta razão se propõe que o calculo de Po se realize empregando a taxa $wacc$ antes de impostos com a formula [1] a qual ao ser antes de impostos evita este efeito.

Resulta conveniente aclarar que a melhor opção seria empregar a taxa equity para realizar a análise a nível acionista no entanto pela simplicidade do calculo é pratica habitual empregar a taxa antes de impostos como se propõe neste relatório

3.3.2 Calculo de Po por atividade

A abertura de mercado proposta pelo ente regulador produz uma segmentação do mercado, por um lado existirá um mercado regulado composto pelas categorias residenciais e comerciais e usuários com consumos menores a 300000 m³/mês (media do ano anterior), os quais receberão da concessionária o serviço completo que inclui gás, comercialização e distribuição, por outro lado existirá um segmento que terá a possibilidade de optar por um mercado regulado ou a contratação de um comercializador que pode ser independente ou a mesma distribuidora.

Esta abertura requer uma modificação da estrutura regulatória já que é necessário dividir a tarifa total uma tarifa de distribuição e uma tarifa de comercialização para que possam ser aplicadas segundo corresponda. Sobre este ponto o ente regulador propõe uma separação de custos e capital que permite obter uma receita requerida para a atividade distribuição e outra para a atividade comercialização como mostram as seguintes formulas extraídas do anexo:

$$RRD_j = \left[BD_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OD_{ji} (1-w) + ID_{ji} - w.DD_{ji}) - d^5 BD_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

Onde:

RRD_j = Receita da atividade de Distribuição requerida para o segmento ou classe de serviço j Residenciais, Comerciais, Industriais, GNV, Termoeletricas e Cogeração)

d é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto r que representa o custo de capital

$BD_{j,0}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no início do quinquênio

$BD_{j,5}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no final do quinquênio

OD_j = OPEX atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

ID_j = CAPEX ou investimentos atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

DD_j = Depreciações da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j

w é a taxa aplicável do imposto de renda

i = cada ano do ciclo tarifário

$$IRC_j = \left[BC_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OC_{ji} (1-w) + IC_{ji} - w.DC_{ji}) - d^5 BC_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

A nomenclatura é a mesma que da equação anterior, mas para a atividade de comercialização

Ambas as receitas se recuperam por meio de dois cargos tarifários uno de comercialização e o outro de distribuição, tal como mostram as seguintes expressões extraídas do relatório:

$$RRDj = \sum_{i=1}^5 d^i t_{Dj} . q_{ji}$$

$$RRCj = \sum_{i=1}^5 d^i t_{Cj} . q_{ji}$$

Onde:

$RRDj$ = Receita Requerida para a atividade de Distribuição para o segmento ou classe de serviço j

$RRCj$ = Receita Requerida para atividade de Comercialização para o segmento ou classe de serviço j

d é o fator de desconto

T_{Dj} = representa as tarifas por uso de distribuição correspondentes ao segmento j

T_{Cj} = representa os encargos de comercialização correspondentes ao segmento j

q_{ji} = quantidades demandadas pelo segmento j no ano i (corresponde tanto à quantia de clientes –que multiplica os encargos fixos- como volume de consumo por tramo –que multiplica os encargos variáveis-, ou capacidade contratada -que multiplica os encargos de capacidade-)

No entanto esta separação dos negócios de distribuição e comercialização não se faz extensiva ao cálculo da margem máxima inicial. O ente propõe para o cálculo de P_0 a mesma fórmula que a empregada na primeira revisão tarifária a qual se detalha a seguir:

$$P_0 = \frac{\sum_j \left[B_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (O_{ji}(1-w) + I_{ji} - w.D_{ji}) - d^5 B_{j,5} \right]}{\sum_{i=1}^5 d^i V_i (1-w)}$$

Esta expressão é válida para um mercado regulado que brinda um serviço integrado para todos os segmentos onde o volume distribuído seja igual ao volume comercializado, no entanto, a abertura de mercado origina que, naqueles segmentos que podem optar por um comercializador independente, que o volume distribuído difira do volume comercializado; nestes casos a

expressão anterior deixa de ser válida já que a concessionária não poderá recuperar a totalidade de seus custos no período tarifário.

Considerando as expressões mencionadas anteriormente podemos dizer que:

$$Po = \frac{\sum_j (RRD_j + RRC_j)}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} = \sum_j \left(\frac{RRD_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} \right) = \sum_j \frac{RRD_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \sum_j \frac{RRC_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V}$$

Como se pode apreciar da expressão anterior a margem Po permite recuperar ao final do período tarifário a receita requerida tanto para o negócio de distribuição como para o negócio de comercialização. Esta recuperação se consegue multiplicando as tarifas pelas quantidades demandadas, como se apresentou anteriormente.

Com a abertura do mercado acontecerá que ante a possibilidade de optar por comercializadores independentes alguns usuários livres optem por esta opção, portanto, o volume comercializado pela concessionária possivelmente seja diferente ao distribuído pela mesma. Neste caso, a concessionária não vai recuperar a totalidade da receita requerida de comercialização ao ter incluído no cálculo da margem máxima um volume de comercialização igual ao de distribuição, o que realmente não acontecerá devido à abertura de mercado.

Então, considerando que $q_{vi} \geq q_{ci}$ para um segmento com usuários livres:

$$RRC \geq \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_c \cdot q_{ci}$$

Sendo q_{ci} (comercialização) sempre menor ou igual a q_{vi} (distribuição), a partir do que se calculou a margem máxima.

É necessário aclarar que conquanto a tarifa que se cobra ao usuário não é o Po calculado, a análise é válida porque o Po deve cumprir-se a nível global, impondo uma restrição.

Como a expressão proposta pela ARSESP é válida para um mercado regulado se poderia aplicar no mercado integrado, no entanto a mesma geraria dúvidas para os usuários de segmentos livres que desejem seguir sob o sistema regulado, modalidade permitida pela regulação, por exemplo:

- Estariam todos os clientes sujeitos ao mesmo regime tarifário?
- Os clientes que optam por contratar o serviço integrado deveriam ser considerados na expressão de cálculo do Po?

- Que encargos se cobrariam para aqueles usuários que só optem pelo serviço de distribuição?

Uma possível solução a este conjunto de inconvenientes é calcular um Po para o negócio de comercialização e um Po para o negócio de distribuição, cada um deles calculado com sua demanda correspondente. Desta maneira a variação das quantidades demandadas entre os dois serviços seria considerada na margem máxima obtendo-se uma quantidade mais apropriada.

Pelo dito anteriormente, o cálculo de Po se dividiria nas seguintes expressões:

$$Pod = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^s d^i . Vd}$$

$$Poc = \frac{RRC}{\sum_{i=1}^s d^i . Vc}$$

As tarifas para cada negócio se poderiam obter utilizando a proposta original da nota técnica.

3.4 Cálculo do Termo de Ajuste K

"A MM é determinada e aprovada no início de cada ciclo e pode sofrer ajustes anuais em função da inflação, do fator de eficiência (Fator X) e do Termo de Ajuste K. O termo K é um fator de ajuste que compensa no ano "t" desvios da Margem Máxima ocorridos no ano anterior ("t-1")."

A aplicação de um termo de ajuste que corrige os desvios da margem máxima tenta corrigir erros que se possam originar entre a estrutura do volume de distribuição projetado para cada segmento e o realmente ocorrido.

Conquanto este é um termo que se calcula para corrigir os desvios, a aplicação do mesmo poderia dificultar o desenvolvimento de redes de distribuição de alguns clientes ao não permitir a conexão de usuários residenciais já que a inclusão dos mesmos poderia gerar uma margem maior unitária, independentemente dos descontos aplicados, em virtude de que as tarifas residenciais são as que contribuem com uma maior margem.

Outra observação importante é a determinação de que "se $MOt-1$ é menor que $MMt-1$, então $Kt = 0$ ", ou seja, a aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período; no entanto, se a concessionária

obtem uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a 0, e a empresa não recebe uma compensação em tal sentido.

Essa determinação não faz o menor sentido, pois o fator K, desta forma, apenas penaliza erros da concessionária desfavoráveis aos consumidores, havendo aí um desbalanceamento na regra determinada pelo regulador.

É por isto que se propõe que o fator K seja simétrico, permitindo ajustes positivos quando o rendimento obtido fora menor ao projetado.

A abertura de mercado obriga à concessionária a desdobrar seu negócio em distribuição e comercialização gerando-se uma tarifa de distribuição e outra de comercialização, ademais a criação dos denominados usuários livres pode gerar do que o volume distribuído pela concessionária seja diferente ao volume comercializado pela mesma

Considerando ambos os pontos se pode concluir que o fator K de um negócio vai resultar diferente ao do outro negócio já que as margens obtidas, os volumes reais e os projetados diferirão de uma atividade a outra. Por esta razão se aconselha o cálculo de um fator K para o negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que de calcular-se um único fator k se trasladariam os efeitos de um negócio ao outro

Ademais resulta conveniente ressaltar do que esta proposta está em concordância com a proposta de separar o cálculo de Po

3.5 Cálculo do Fator X

Na revisão passada se aplico um fator $X=0$ para SPS e a GBD, essa exceção se deu justamente em decorrência das diferenças de mercado das concessionárias brownfield (Comgás) e greenfield (SPS e GBD). Essas diferenças de mercado não só permanecem inalterados senão que se agravaram pelo palco atual do gás natural com respeito aos combustíveis alternativos. Por esta razão resultaria conveniente que esta exceção se mantivesse durante esta revisão tarifária.

Inclusive quando se considera que ainda não estão dadas as condições de desenvolvimento de mercado para que SPS possa começar a obter economias e consolidar-se de tal modo de conseguir melhoras de eficiência que possa trasladar a seus usuários em forma de fator X, analisa-se a seguir, de maneira conceitual, a nota técnica no que refere ao cálculo do fator X.

As continuações estão detalhadas as observações feitas na metodologia para o cálculo do fator X. Os pontos mais relevantes são o ajuste de TFP pelo volume, o índice de Törnqvist que propõe a ARESP, os dados a utilizar para o

cálculo dos índices de insumos e produtos, o cálculo para o índice dos produtos e os ponderadores dos produtos.

3.5.1 Metodologia para determinar o Fator X

Considera-se apropriada a metodologia selecionada pela ARSESP (página 86 do anexo I) para calcular o fator X. O método de Produtividade Total dos Fatores (TFP) aplicou-se inicialmente no Reino Unido e é o mais utilizado pelos reguladores de serviços públicos. O fator X fica definido como:
 $X = (\Delta TFP - \Delta TFP_E) - (\Delta W - \Delta W_E)^2$.

3.5.2 Ajuste do TFP pelo volume

A ARSESP propõe (na página 90 do anexo I) um ajuste do TFP por volume aplicando a fórmula:

$$TFP \text{ ajustado pelo volume} = TFP + \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) * \Delta Y$$

Isto é correto já que o efeito das economias de escala já está incorporado no cálculo da margem máxima.

Não está explicitada a fonte da qual está tomada esta fórmula, pelo que deve ser solicitado à ARSESP que cite a fonte.

A ARSESP propõe um $\varepsilon = 0.95$ (na página 90 do anexo I) e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar o valor de 0.95.

3.5.3 Índice a aplicar para o cálculo do TFP

A ARSESP recomenda aplicar o índice de Törnqvist para estimar o TFP. Mais se propõe o índice ideal de Fisher. Diewert demonstrou que dos números índices mais amplamente utilizados, o índice ideal de Fisher é o mais apropriado para calcular o TFP, em razão de que é o único que cumpre com uma série de axiomas que devem cumprir estes índices: teste de quantidades constantes, teste de cesta constante, teste de incremento proporcional em produtos e

² A análise está baseada na seção 4.4.1.3 de Lafont and Tirole (2000) e seção 2.7 de Armstrong (2002). Ver também (1991, 1993), seção 6.3 de Armstrong, Cowan, and Vickers (1994), e Bernstein and Sappington (1999) para maior detalhe.

"time reversal teste" ³. De todas as formas são dois índices amplamente utilizados em estudos deste tipo.

A seguir se detalha a o cálculo do Índice de Fisher.

Matematicamente, o índice ideal de Fisher é a média geométrica dos índices de Laspeyres e Paasche e pode expressar-se da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n P_i^b Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^b Y_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n P_i^t Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^t Y_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

Q_F^t é o índice de produtos ideal de Fisher do período t,

P_i^b é o ponderador do produto i para a quantidade do período baseie,

Y_i^t é a quantidade do produto i para a observação do período t,

P_i^t é o ponderador do produto i para a quantidade do período t e

Y_j^b é a quantidade do produto j para a observação do período baseie.

A sua vez, o índice ideal de insumos de Fisher se determina da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n W_i^b X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^b X_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n W_i^t X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^t X_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

I_F^t é o índice de insumos ideal de Fisher do período t,

W_i^b é o ponderador do insumo i para a quantidade do período base,

X_i^t é a quantidade do insumo i para a observação do período t,

W_i^t é o ponderador do insumo i para a quantidade do período t y

X_j^b é a quantidade do insumo j para a observação do período base.

Uma vez definidos os índices de produtos e insumos a empregar, o índice de TFP ideal de Fisher pode expressar-se da seguinte maneira:

$$TFP^t = \frac{Q_F^t}{I_F^t}$$

³ Ver Coelli et al. (1997) Cap. 4.

3.5.4 Dados a utilizar para o cálculo dos Índices

Se considerarem que se deveriam explicitar os dados a utilizar no cálculo do índice do TFP. Se deveria explicitar que período de história se vai a utilizar.

Entende-se que o cálculo do fator X é por empresa, o que se considera correto.

3.5.5 Índice dos produtos

Os produtos que considera a ARSESP (na página 90 do anexo I) são a quantidade de clientes, a energia consumida (TJ) e os quilômetros de rede. Efetivamente as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de clientes traz problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre ditas variáveis. Por essa razão se propõe duas versões do índice de produtos, considerando como produtos, alternativamente, o número de clientes e os km. de rede e o número de clientes e o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos estatísticos sejam mais significativos.

3.5.6 Ponderadores dos produtos

A ARSESP estabelece arbitrariamente (na página 97 do anexo I) como ponderadora dos produtos no índice de produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0.5, Energia distribuída: 0.25 e Extensão de rede: 0.25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproducto de Leontief, tal como se detalha a seguir.

Cálculo dos ponderadores do Índice de Produtos

Os ponderadores que se propõe utilizar no cálculo do Índice de Produtos são as participações de cada produto no custo total de produção.

O custo total de produção é uma função das quantidades produzidas, que resulta de somar o custo de Operação e Manutenção (OPEX) e o Custo de Capital (CK):

$$\text{Custo Total} = \text{OPEX} + \text{Custo de Capital}$$

Onde:

OPEX: Gastos de operação e manutenção;

Custo de Capital: avaliado sobre a Base de Remuneração Regulada e a taxa WACC.

Para calcular o custo total e a participação de cada insumo no custo total, é necessário estimar a demanda de cada insumo. Para isso, supõe-se que a função de produção de distribuição de gás natural é uma função multiproduto de Leontief, isto é, de complementaridade perfeita ou de proporções fixas entre os dois insumos. O seja, supõe-se que não há possibilidade de substituir o OPEX pelo Custo de Capital (CK).

Sob o suposto da tecnologia mencionada, as demandas de insumos podem expressar-se da seguinte maneira:

$$x_i = \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j \quad (1)$$

Onde o subíndice i representa os insumos e o subíndice j aos produtos, x é a quantidade de insumo e y é a quantidade de produto e a_{ij} é a proporção do insumo i no produto j , a qual se eleva ao quadrado para assegurar-se de que seja não negativo.

De acordo a (1), as demandas de OPEX e de Custos de Capital (CK) no período t , no caso de considerar como produtos aos clientes (Cl) e à extensão da rede de distribuição (Long), ficam expressadas da seguinte maneira:

$$OPEX = (a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t$$

$$CK = (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t$$

Uma vez estimadas as demandas de insumos, é possível obter a participação de cada produto j no custo total de produção em cada ano, s_j^t , da seguinte maneira:

$$s_j^t = \frac{\sum_i (a_{ij})^2 \cdot y_j^t}{\sum_i \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j^t} \quad (2)$$

Continuando com o exemplo, a expressão (2) permite obter as participações de OPEX e de Custo de Capital (CK) no custo total em cada período:

$$s_{Cl}^t = \frac{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

$$s_{Long}^t = \frac{(a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

Estima-se a equação (1) para depois obter as participações no custo total indicadas em (2), as quais, como já se mencionou, são empregadas como ponderadores no Índice de Produtos.

As estimações das equações (1) podem-se realizar com observações correspondentes as distribuidoras de gás latinoamericanas. As duas equações, correspondentes ao OPEX e ao Custo de Capital (CK) estimam-se por separado, empregando o método de máxima verossimilhança com informação completa, já que se trata de um modelo não linear nos parâmetros.

3.5.7 Ponderadores dos insumos

A ARSESP obtém (na página 97 do anexo I) a participação dos OPEX através da participação dos mesmos na receita requerida total e a participação dos custos de capital por diferença com os OPEX. Se considera que este critério é correto.

3.5.8 Benchmarking

Na página 96, no ponto 4 que está a Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT, diz: "A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist para estimar a PTF, complementado com dados de benchmarking internacional". Mais não define para quê se utilizarão os dados de benchmarking internacional complementando o cálculo do Fator X. O Benchmarking e o TFP são dois métodos alternativos que intentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência da companhia. Por tanto não é possível aplicar os dois métodos conjuntamente.

Referências

Coelli, T., Rao, D. y Battese, G. (1997) An introduction to efficiency and productivity analysis, Kluwer Academic Publishers, capítulo 4.

Meyrick and Associates (2007) "The Total Factor Productivity Performance of Victoria's Gas Distribution Industry", Victoria, Australia.

3.6 Estrutura Tarifária

3.6.1 Alocação de Custos

A abertura de mercado obriga à concessionária a separar seus custos atribuindo-os ao negócio de distribuição ou ao negócio de comercialização. O ente propõe como critério de separação de custos o conceito de que cada negócio se faz cargo de seus custos o que cumpre com um critério essencial

da regulação, no entanto não aclara como deve proceder-se com as atividades comuns aos dois negócios.

3.6.2 Encargo de Capacidade

O ente regulador aconselha tarifas binomiais compostas por um encargo fixo e um encargo volumétrico. O encargo fixo é igual para todos os consumidores da mesma categoria, em tanto o cargo volumétrico cobra por unidade consumida, no entanto ambos são independentes de sua demanda máxima. O ente descarta inicialmente a aplicação de um encargo por capacidade por considerar complexa sua aplicação.

A ausência do encargo por capacidade obriga a recuperar o custo da capacidade como uma média do volume entregue a cada cliente. Desta forma clientes com diferentes fatores de carga pagam igual tarifa média motivo pelo que se produz um subsídio cruzado entre eles. Adicionalmente se perde o efeito do sinal de preços já que nenhum usuário percebe o custo de um incremento de demanda de capacidade. Tecnicamente a recuperação do custo de capacidade por aplicação de tarifas volumétricas, além de não ser equitativa, produz uma perda de bem-estar social.

A aplicação do encargo por capacidade implica a medição da demanda máxima de capacidade a qual se justifica unicamente nos grandes usuários comerciais e industriais. Para o resto dos usuários se poderiam aplicar encargos por capacidade fazendo uma estimação estatística da demanda máxima de capacidade em função do consumo mensal para cada categoria e faixa de consumo. A prática usual é a realização de uma campanha de caracterização de cargas para estimar o fator de cargas para cada segmento de consumo e cada categoria.

Na página 45 se menciona um esquema de ajuste de tarifa segundo o fator de cargas o qual propõe uma redução de tarifas para usuários com um fator de cargas acima de um determinado valor. Esta segmentação resulta arbitrária já que separa o setor em dois segmentos sem justificar-se com um estudo de uso do serviço, o qual pode determinar uma segmentação maior. Ademais a regulamentação não aclara a forma de aplicação já que o mesmo se pode realizar por fora do cálculo tarifário ou dentro do mesmo. Todas estas complicações seriam desnecessárias de contar com uma tarifa com encargo por capacidade, ou utilizar os fatores de cargas estimados na campanha para o cálculo do encargo volumétrico.

Resulta conveniente mencionar que é prática internacional usual a aplicação de encargos por capacidade para os grandes usuários industriais.

3.7 Plano de Investimentos

É de prática regulatória generalizada que alguns planos de investimento que beneficiem a algum usuário ou um grupo de usuários particular sejam absorvidos pelas tarifas que pagam todos os usuários. Este mecanismo se conhece como "roll-in" e através do mesmo, todos os clientes contribuem solidariamente à expansão do sistema. A justiça desta metodologia se baseia no fato de que a expansão do serviço de gás natural e seu uso massificado incorpora clientes que contribuirão a pagar os custos totais do sistema e no longo prazo produzirão uma redução dos custos médios e seu conseqüente ganho de produtividade por aumento na escala. Quanto mais em massa seja o uso do gás natural, maiores serão os ganhos de eficiência por economias de dispersão ou densidade. Por outro lado, um argumento importante a favor do mecanismo de roll-in, é que permite o acesso ao serviço de setores cada vez mais afastados dos centros urbanos, melhorando as condições de vida das pessoas localizadas nestas zonas. A chegada do gás natural traz consigo melhoras nas economias regionais ao oferecer um energético limpo e de menor custo e reduz a migração rural para as grandes urbanizações. Por este motivo se propõe que se aceitem aqueles investimentos em expansão e saturação do serviço dentro das tarifas que pagam todos os usuários de gás natural. Entre as tipologias mais comuns e importantes de investimentos que permitem a massificação do serviço e a expansão do sistema se pode citar:

- **Abastecimento mediante gasodutos virtuais mediante a tecnologia de GNC:** esta tecnologia permite começar a prestar o serviço até tanto se conte com um gasoduto que una a rede de polietileno com o resto do sistema, priorizando deste modo o rápido acesso dos clientes ao sistema.
- **Investimentos em instalações internas e gasodomésticos para incentivar a conversão de clientes ao gás natural⁴:** esta modalidade reduz a barreira à entrada que tem o gás natural permitindo o acesso a clientes que de outro modo permaneceriam consumindo o combustível substituto.

3.8 Monitoramento dos Investimentos Programados

A metodologia propõe realizar um monitoramento dos investimentos realizados para verificar o cumprimento das metas físicas. Neste caso se faz uma divisão dos investimentos entre aqueles de expansão e os investimentos de manutenção. Em caso que os investimentos executados tenham sido menores

⁴ Como de referencia se pode citar o caso do Rio de Janeiro onde as tarifas aprovadas na primeira revisão tarifaria incluíram os investimentos em instalações internas permitindo uma gran masificacao do serviço de gás natural canalizado

aos programados, calcula-se o efeito de diferencial tarifário cobrado nos anos decorridos desde o início do período até a execução do projeto.

É importante ter em conta que o esquema atual não incentiva à empresa a propor planos de investimentos otimistas pois se a demanda não se comporta como estava previsto e a empresa em consequência não realiza aqueles investimentos desnecessários, é penalizada por não atingir as metas mínimas fixadas. Por essa razão, a regulação impulsiona às empresas a apresentar planos muito conservadores com os investimentos mínimos necessários. Isto poderia produzir falhas na cobertura da demanda nos casos em que esta cresça a ritmos superiores aos previstos.

3.9 Desconto

As margens de distribuição permitem a aplicação de descontos por parte da concessionária. Estes descontos são parte da estratégia comercial da concessionária em um esforço para oferecer um serviço competitivo contra os energéticos alternativos substitutos. Por esta razão, não se deveria sugerir que estes níveis de descontos sejam trasladados às tarifas por uso do sistema de distribuição a aplicar no Mercado Livre.