Gesner Oliveira
Ernesto Moreira Guedes Filho

NOTA TÉCNICA
A REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2003 E A DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

10/setembro/2003

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 3

2. A FUNÇÃO ECONÔMICA DA REGULAÇÃO 5

2.1 QUANDO A REGULAÇÃO É NECESSÁRIA 5
2.2 AS CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL 6
2.3 QUAIS DEVEM SER AS CARACTERÍSTICAS INSTITUCIONAIS DO REGULADOR 9
2.4 O PAPEL DAS AGÊNCIAS REGULATÓRIAS 12
2.5 A REVISÃO TARIFÁRIA E A REGULAÇÃO POR COMPARAÇÃO 13

3. A COMGÁS E SUA REGULAÇÃO 15

3.1 A COMGÁS 15
3.2 O ÓRGÃO REGULADOR 15
3.3 A REGULAÇÃO DE TARIFAS 16
3.4 PARÂMETROS ECONÔMICOS PARA A REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2003 17
3.3.1 Os parâmetros da CSPE para determinação da base de remuneração 17
3.3.2 Os parâmetros da CSPE para remuneração do capital 18

4. DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO 20

4.1 AS ALTERNATIVAS PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA 20
a) O "funding" da empresa 20
b) Valor de negociação 21
c) O preço pago no leilão de privatização mais investimentos posteriores 22
d) O preço mínimo fixado para a empresa no leilão de privatização 23
e) O valor histórico dos ativos operacionais 26
f) O valor de mercado de reposição dos ativos 27

5. CONCLUSÕES 30

REFERÊNCIAS 32

NOTA TÉCNICA
A REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS EM 2003 E A DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

1. Introdução

A Companhia de Gás de São Paulo S.A. (Comgás) detém o contrato de concessão para distribuição de gás natural na Região Metropolitana de São Paulo, Vale do Paraíba, Baixada Santista e Campinas. Esse contrato foi assinado em 31 de maio de 1999 e é válido até 2029.

A Comgás era uma empresa estatal controlada pelo governo do estado de São Paulo. Sua privatização aconteceu através de leilão em 14 de abril de 1999, pelo valor de R$ 1,6 bilhão, o que representou um ágio de R$ 119,23% sobre o preço mínimo de venda. Suas novas controladoras são a BG International (mais conhecida como British Gas) e a Shell.

O contrato de concessão "*estabelece metas ambiciosas para a nova Comgás: alcançar 70 mil novos clientes em 5 anos e 200 mil em 10 anos*"[1] e prevê a ocorrência de uma **revisão tarifária** a cada ciclo de cinco anos, ao longo do período de concessão. A primeira dessas revisões ocorre em setembro de 2003.

Nesse processo de revisão, o poder concedente e regulador do setor, representado pela Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, estará, no próximo dia 15/09/2003, "*realizando AUDIÊNCIA PÚBLICA, visando obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de ato regulamentar, a ser expedido pela CSPE, e que estabelecerá a metodologia a ser utilizada no processo de Revisão Tarifária das concessionárias de gás canalizado*"[2]. Notas técnicas contendo a proposta metodológica a ser utilizada no processo de Revisão Tarifária das concessionárias de gás canalizado já foram divulgadas pela CSPE.

Várias questões devem ser definidas nesse processo, que inicia-se com a Audiência Pública. Uma das mais importantes diz respeito à remuneração do capital investido, que é composta por dois parâmetros fundamentais: (1) a taxa de remuneração, ou custo do capital investido; e (2) o montante a ser remunerado, ou base de remuneração.

Com o propósito de subsidiar tecnicamente esse processo de revisão, **este trabalho tem como foco específico analisar economicamente qual a metodologia de base de remuneração melhor atende aos objetivos da regulação do setor**. Para isso, em

[1] Cláusula Sétima do *Contrato de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado*.
[2] CSPE (2003c), pág. 01.

primeiro lugar, serão analisadas as funções econômicas da regulação. Em função dessa análise, serão delimitados os parâmetros para a definição da base de remuneração quando da revisão, com os objetivos de garantir a adequada prestação dos serviços, a preservação dos interesses dos consumidores, no presente e no futuro, e a desejável remuneração do negócio para os investidores.

Para desenvolver essa tarefa, este documento é dividido em cinco seções. A primeira é constituída por esta Introdução. A segunda examina a função da regulação em uma economia moderna, seus princípios e objetivos. A terceira seção descreve brevemente o órgão regulador da Comgás, sua origem constituição e objetivos, bem como os métodos de regulação adotados para as concessões de gás em São Paulo.

A seção 4 examina as várias alternativas existentes para definir a base de remuneração regulatória, expondo as vantagens e desvantagens de cada uma e as conseqüências no curto e longo prazo de sua adoção.

Por fim, a seção 5 apresenta um resumo e as principais conclusões, buscando indicar qual a alternativa de definição de base de remuneração regulatória que melhor atende aos objetivos da regulação do setor.

No desenvolvimento deste trabalho, foram consultados várias fontes de informações e bibliografia especializada, citadas ao longo do trabalho e relacionadas na seção de referências ao final do documento.

2. A função econômica da regulação

2.1 Quando a regulação é necessária

A regulação está no centro das atividades do governo em diferentes áreas: serviços financeiros, definição dos direitos dos consumidores, proteção ao meio ambiente, produção e distribuição de serviços de utilidade pública, entre outros. De um ponto de vista geral, podemos dizer que o caráter ou o tipo de regulação adotado em uma economia define em que ponto entre a total nacionalização dos meios de produção e a livre atuação dos mecanismos de mercado cada sociedade está disposta a se colocar. Neste sentido, o estudo do processo regulatório é, ao mesmo tempo, uma questão econômica, política e legal.

A demanda por regulação decorre da observação generalizada de que os dois extremos do espectro, estatização total dos meios de produção e livre funcionamento dos mercados, geram problemas de ineficiência na alocação de recursos e uma distribuição não desejada, do ponto de vista da sociedade, do excedente gerado. Como resultado, precisam ser desenhados e implementados mecanismos de regulação que sejam capazes de fazer com que os objetivos da sociedade, sejam de eficiência, sejam de distribuição, possam ser atingidos ou aproximados

Um dos principais resultados da teoria econômica é que, na ausência de imperfeições de mercado, o livre funcionamento do mercado leva a uma situação de eficiência, no sentido de que é impossível melhorar a situação de algum dos agentes sem piorar a situação de outro (eficiência no sentido de Pareto). A regulação se justifica quando não estão presentes as condições necessárias para que o livre funcionamento dos mercados gere eficiência. Nestes casos, justifica-se a introdução de mecanismos regulatórios que consigam produzir um comportamento dos agentes econômicos envolvidos que melhore o funcionamento do mercado, no sentido de gerar mais eficiência[3].

Existem quatro situações nas quais o funcionamento do mercado é incapaz de gerar eficiência.

1. Competição imperfeita – uma das condições necessárias para que o funcionamento dos mercados produza uma alocação eficiente de recursos é que os produtores sejam tomadores e não formadores de preços. Entretanto, existem determinadas circunstâncias nas quais o funcionamento do mercado pode gerar concentração da atividade econômica em um ou poucos agentes que, assim, acabam tendo poder de determinar os preços a serem por eles cobrados no mercado. Nestes setores, a regulação é fundamental para evitar que o exercício de poder de mercado por parte dos produtores gere um nível de produção e de excedente menor do que o nível eficiente.

[3] Do ponto de vista puramente teórico, a questão da distribuição do excedente é considerada o campo preferencial da taxação, enquanto a questão da eficiência deve ser resolvida pela regulação. Entretanto, do ponto de vista prático, a estrutura da regulação tem importante influência sobre os dois fenômenos.

2. Informação imperfeita – se deixados livres para funcionar, os mercados geram preços e níveis de produção eficientes se houver informação perfeita entre os agentes. É necessário que todos os agentes envolvidos tenham todas as informações necessárias para tomar suas decisões e que todos saibam que todos têm informações. Na medida em que alguns agentes tenham mais informações do que outros, ou que os conjuntos de informações de diferentes agentes sejam diferentes entre si (assimetria de informações), cria-se a possibilidade de comportamentos estratégicos por parte dos agentes, permitindo que estes manipulem as informações que somente eles possuem em benefício próprio. Nestes casos, existe quase sempre espaço para que uma intervenção regulatória melhore a posição de todos os agentes na economia.
3. Externalidades – um terceiro fator importante que torna o resultado do funcionamento dos mercados ineficiente é a existência de externalidades significativas, ou seja, situações nas quais o comportamento de um dos agentes afeta a produção ou o bem estar de outro (poluição, por exemplo) sem que essa situação afete preços ou interfira no mercado desse bem. Neste caso, a regulação pode ser utilizada para melhorar o desempenho dos mercados.
4. Bens Públicos – um quarto fator é a presença de bens públicos. Estes últimos são definidos como bens ou serviços que apresentam dois atributos. O primeiro é o de serem bens *não rivais*, isto é, seu custo marginal de suprimento para um consumidor adicional é igual a zero. O segundo é o de serem *não exclusivos*, isto é, a natureza do bem ou serviço não permite excluir uma parcela expressiva de consumidores.

2.2 As características do setor de distribuição de Gás Natural

A geração de serviços de utilidade pública, eletricidade, telecomunicações, água, gás, etc, apresenta, na maior parte dos casos, aspectos das quatro características enunciadas acima que justificam a adoção de regulação. São setores com grandes economias de escala, onde as informações disponíveis para um grupo de agentes (as empresas) são diferentes das informações disponíveis para outros grupos (o regulador ou os consumidores) e, na maior partes das vezes, geram externalidades e. por vezes, apresentam características de não exclusividade e não rivalidade.

Os segmentos de transporte e distribuição de gás natural (GN) caracterizam-se por serem um monopólio natural, ou seja, não passível de competição. Isso ocorre porque os custos são minimizados quando esses serviços são prestados por um único agente. A atuação de vários agentes numa mesma rota de transporte ou área de distribuição resultaria numa redundância de dutos, o que elevaria o custo, independentemente do grau de rivalidade existente entre as empresas, e evitaria que a sociedade se apropriasse das economias de escala existente nestas atividades.

Morgan e Kuhlenkamp, em estudo da International Energy Agency sobre o mercado de gás natural, indicam as seguinte razões para esse mercado ser diferente do mercado de outras *commodities*[4]:

- "*Gas can be bought and sold like any other good, but its transportation is in most cases a natural monopoly: it is generally inefficient to build competing networks - particularly for local distribution - because of economies of scale (…). Thus, the supply of gas to end users will in most cases always involve an element of monopoly - even in a competitive market. Government has a responsibility to regulate natural monopolies to prevent abuse of market position.*
- *Gas prices in a competitive market may diverge considerably in the short and long run. In the short term, prices will mostly be determined by the marginal value of gas in end-user markets. Storage may provide sellers an opportunity to hold gas off the market when end-user demand and/or prices are low. Prices will, in principle, tend to oscillate around long-run marginal cost, which includes a large element of upfront capital expenses.*
- *End-user demand for gas for heating (mainly in the residential and commercial sectors) and to some extent in power generation (where there is significant heating or cooling load) is strongly correlated to the weather.*
- *Many gas customers are captive, since they have no immediate alternative to using gas, so that overall demand may be price inelastic in the short term. Captive customers require uninterrupted supply at all times. Demand seasonality imposes additional supply costs. Non-captive customers with the*

[4] Morgan e Kuhlenkamp (2003), p. 10. Em tradução livre temos:

- O gás pode ser comprado e vendido como qualquer outro bem, mas seu transporte, na maioria dos casos constitui monopólio natural: é geralmente ineficiente construir redes concorrentes – particularmente para distribuição local – em função de economias de escala (…). Assim, o fornecimento de gás para usuários finais, na maioria dos casos, envolverá um elemento de monopólio – mesmo em um mercado competitivo. O governo tem a responsabilidade de regular monopólios naturais para evitar o abuso de posição dominante.
- Os preços do gás em um mercado competitivo podem divergir consideravelmente no curto e longo prazos. No curto prazo, os preços serão primordialmente determinados pelo valor marginal do gás nos mercados de usuários finais. O armazenamento poderá gerar aos vendedores uma oportunidade de manter o gás fora do mercado quando a demanda dos usuários finais e/ou os preços estão baixos. Os preços, em princípio, tenderão a oscilar em torno do custo marginal de longo prazo, que inclui grandes despesas prévias de capital;
- A demanda dos usuários finais por aquecimento (principalmente nos setores residencial e comercial) e também, em certa medida, pela geração de energia elétrica (onde existe também forte demanda proveniente do uso para aquecimento ou ar condicionado) está fortemente correlacionada a fatores meteorológicos.
- Muitos consumidores de gás são cativos, pois não têm alternativas ao uso do gás, desta forma, a elasticidade-preço da demanda deve ser baixa no curto prazo. Consumidores cativos requerem oferta ininterrupta. A sazonalidade da demanda impõe custos adicionais à oferta. Consumidores não cativos, com possibilidade de migrar para outras fontes combustíveis, podem ser atendidos por contratos ininterruptos, permitindo que a oferta seja dirigida para os consumidores cativos nos momentos de pico de demanda.

ability to switch fuels or plant may be supplied under interruptible contracts, allowing supplies to be diverted to captive customers at times of peak demand."

Com exceção da terceira, todas essas condições normalmente se aplicam ao Brasil. Desta forma, podemos concluir que a distribuição e comercialização do GN normalmente exige uma infra-estrutura institucional e regulamentação detalhada.

É importante ressaltar ainda que, ao contrário do que ocorre para os serviços de fornecimento de água ou de energia elétrica, que constituem exemplos monopólios naturais de serviços dificilmente substituíveis, o gás natural possui substitutos próximos e está submetido à competição com outros energéticos. Na verdade, o gás natural é um produto de um mercado mais amplo de produtos que fornecem energia na forma de calor. Está presente em vários mercados relevantes distintos, nos quais pode haver distintos graus de substituibilidade do produto. Como indica Melo (2002), "*Sendo substituível (não-essencial), teoricamente, os usuários podem alterar o uso desse energético para outro que lhes seja mais conveniente. Contudo, existem barreiras para essa alternância de energéticos, o que na prática ocasiona pouca disposição do usuário em implementar a mudança. As barreiras à mudança podem ser de ordem econômica, tecnológica, ambiental, legal ou outras*". P57/58

No mercado residencial, por exemplo, o gás natural compete com o GLP para o uso em fogões e com a energia elétrica para aquecimento de água. No entanto, especialmente em edifícios e condomínio, uma vez instalado o gás natural, ele se torna de difícil substituição pelo GLP, dado que existe apenas uma canalização e que o uso de botijões de GLP encontra restrições de segurança. E quando já é utilizado no aquecimento de água, a alternativa da energia elétrica torna-se muito mais dispendiosa. A empresa fornecedora do gás natural efetivamente tem poder de mercado sobre esses consumidores.

Na indústria, a flexibilidade no uso de fontes de calor é geralmente maior, havendo a competição principalmente do óleo combustível e também, em um número menor de casos, do GLP, do coque de petróleo, da lenha e outros.

Esses exemplos indicam que, como observado por Melo, "*será mais fácil a substituição do energético pela indústria, tornando-se mais difícil à medida que se caminha para unidades de menor consumo até se chegar ao usuário residencial. Este último tem pouca flexibilidade para mudança...*" Essa regra, no entanto, tem exceções, pois no caso de um grande consumidor como uma termelétrica a gás, uma vez instalada não existiria outra alternativa economicamente viável.

Concluindo, a distribuição e a comercialização do gás natural necessitam de regulação. No entanto, o mercado desse produto no Brasil é submetido a uma certa competição, especialmente em alguns segmentos de mercado, o que pode inibir dentro de certos limites abusos de poder de mercado pelas concessionárias. Em um mercado ainda incipiente como o brasileiro,que tem enorme potencial de expansão, esse é um fator que

pode ser tornar muito importante. A fixação de tarifas em regime de *price cap* é muito adequada nesse caso, pois permite a uma concessionária fornecimento a preços menores caso ela procure intensificar a competição com outros produtos substitutos.

2.3 Quais devem ser as características institucionais do regulador

As características do setor apontadas acima sugerem que este deve ser regulado. Porém, uma vez decidido que deve haver regulação, três aspectos são de grande importância no desenho dessa regulação: (i) as características institucionais do regulador; (ii) o processo através do qual a empresa que irá prover o serviço será escolhida (a concessão); e (iii) como determinar as tarifas a serem pagas pelos usuários destes serviços.

Os dois primeiros aspectos já estão decididos na regulação do gás natural em São Paulo. No entanto, é importante rever quais características devem ser exigidas da instituição que será responsável pelo desenho e implementação da regulação de tal forma que os objetivos desejados pela sociedade tenham a maior probabilidade de serem efetivamente atingidos.

Um dos principais objetivos do regulador é gerar uma oferta do bem ou serviço (em quantidade e qualidade) que seja compatível com a demanda e que a produção seja realizada ao menor custo e vendida ao menor preço possíveis

Atingir estes objetivos exige investimentos. Se a estrutura de incentivos do regulador não for capaz de induzir estes investimentos, a sociedade terá que conviver com escassez na oferta do serviço, seja em termos de quantidade ou qualidade.

Os setores de serviços de utilidade pública se caracterizam por elevadas necessidades de investimentos com longos prazos de maturação e, uma vez instalados, não poderem ser deslocados para a produção de outros bens ou serviços ao longo de sua vida útil. Sendo assim, **o investimento somente será realizado se a empresa tiver segurança de que os contratos assinados quando de sua realização, inclusive no que se refere à determinação das tarifas, serão cumpridos**. Somente assim, as empresas terão certeza de que os custos variáveis de produção serão cobertos e a remuneração do capital investido será compatível com a taxa de retorno vigente no mercado, no longo prazo, dado o risco específico da atividade econômica.

Por outro lado, uma vez realizado o investimento, como o capital investido não é transferível para a produção de outros bens ou serviços sem custos relevantes para a empresa, se os contratos forem modificados pelo regulador de tal forma que a remuneração do capital investido seja inferior à taxa de retorno do mercado, cobrindo apenas os custos variáveis de produção, não seria racional por parte da empresa parar de produzir o serviço. Se ela o fizer, não apenas não conseguirá remunerar seu capital, assim como, desde que a taxa de retorno não seja negativa, estará aumentando seu prejuízo.

É impossível desenhar contratos completos, que consigam prever todas as situações que possam vir a ocorrer ao longo de sua vigência. Sendo assim, qualquer contrato de longo prazo deve apresentar cláusulas que o torne passível de revisão, diante de situações imprevistas ou diante de reavaliações periódicas pré-determinadas. Se o horizonte do regulador for de curto prazo, aumenta a probabilidade de que, ao fazer estas revisões, o regulador favoreça os resultados de curto prazo e não remunere o capital investido. O resultado é um aumento do risco do investimento, do custo de capital para a empresa e uma conseqüente redução do investimento.

Como os contratos não são completos e, portanto, sempre têm cláusulas prevendo revisões diante de situações imprevistas, uma vez realizado o investimento, o regulado fica "refém" do regulador. Diante disto, para reduzir a incerteza e o custo do capital, o regulador tem que ser "confiável" para o regulado, ao longo do período de maturação do investimento, no sentido de que o regulador não irá utilizar a condição de "refém" para mudar as condições iniciais do contrato em detrimento do regulado.

Um exemplo deste tipo se situação ocorre nas revisões das tarifas dos serviços de utilidade pública. Se a avaliação pública do regulador estiver inversamente relacionada aos preços cobrados pelo serviço e se o horizonte do regulador for de curto prazo, ou seja, se o desempenho de curto prazo dominar a atuação do regulador, as empresas não terão segurança de que as revisões contratuais irão determinar tarifas compatíveis com a adequada remuneração do capital investido**. Este aumento de incerteza eleva o custo do capital e reduz o volume de investimentos realizados**.

Assim, uma das características do regulador é ter um horizonte de longo prazo, para que as incertezas sejam reduzidas e os investimentos ocorram em quantidade adequada. Porém, este é apenas um lado da relação, a proteção dos investimentos das empresas. O outro lado é a proteção dos consumidores da possibilidade de abusos de poder de mercado pela empresa. Do ponto de vista do consumidor (e, na maior parte das vezes, do governo), para um mesmo nível de qualidade do serviço, quanto menor a tarifa maior seu bem estar. Do ponto de vista da firma, ao contrário, dado a qualidade do serviço, quanto mais próxima do nível de monopólio estiver a tarifa, maior seu lucro. A função do regulador é exatamente compatibilizar os interesses destes agentes.

Note que o risco descrito acima está relacionado, principalmente, ao processo de revisão dos contratos de concessão dos serviços de utilidade pública e menos à concessão propriamente dita. Isto porque os contratos de concessão são definidos antes que esta se realize. Todas as cláusulas dos contratos são conhecidas, assim como o regulador. Portanto, o preço pago pela concessão da exploração do serviço reflete os termos do contrato e as características institucionais do regulador. Dadas as outras condições, quanto mais favoráveis (desfavoráveis) às empresas e quanto mais longo (mais curto) for o horizonte do regulador, maiores (menores) serão os preços obtidos pela concessão.

No caso da revisão dos contratos, o capital já foi investido e, portanto, as empresas estão "reféns" do regulador. Neste sentido, o pior cenário do ponto de vista dos investidores e, portanto, do ponto de vista do volume de investimentos, é que as características institucionais do regulador sejam mudadas ao longo do período do contrato, no sentido de reduzir o compromisso de garantir a remuneração do capital investido pela empresa. Mudanças deste tipo, aumentam a incerteza e têm um efeito ainda mais perverso sobre possíveis investimentos futuros. Nesta questão, estabilidade de regras é fundamental.

Na distribuição de GN em São Paulo, esses aspectos tornam-se ainda mais cruciais. Trata-se de um setor relativamente novo na economia, cujo desenvolvimento ainda é incipiente, mas cujo potencial de expansão é extremamente significativo. As novas descobertas de jazidas de GN no litoral paulista contribuem para reforçar esse potencial, como evidenciado pelas declarações da Ministra Dilma Roussef à Agência Estado, em 05/09/2003:

> *"Brasília, 5 - A ministra de Minas e Energia, Dilma Roussef, disse há pouco que a participação do gás natural na matriz energética do País poderá saltar dos atuais 7,5% para 21% em sete anos, com a descoberta da reserva da bacia de Santos. Segundo ela, as reservas de gás natural do Brasil eram de 236 bilhões de metros cúbicos até a descoberta da reserva da bacia de Santos. As reservas brasileiras representavam, de acordo com a ministra, 18% das reservas bolivianas, que são de 1,326 trilhão de metros cúbicos. "A partir dessa descoberta, as reservas brasileiras ganham vulto e passam a estar acrescidas por 419 bilhões de metros cúbicos", disse a ministra. Segundo ela, somente a reserva de Santos poderia elevar o poder de consumo para 72 milhões de metros cúbicos por dia. O consumo atual é de 30 milhões de metros cúbicos diários. Com as demais reservas já existentes, esse poder de consumo chegaria a 100 milhões de metros cúbicos. "Não é excepcional, mas é significativo para quem não tem", disse a ministra, fazendo uma comparação com o consumo de Buenos Aires, que é de 100 milhões de metros cúbicos".*

Comentando essa descoberta em Santos em artigo na Folha de São Paulo, o Deputado Delfim Netto observou*: "A dimensão da nova descoberta e a existência de razoável rede de gasodutos no cerne industrial do país abrem espaço para a reconstrução da matriz energética nacional, na qual o gás natural não chega a 8%. (...) Em poucas palavras:* ***abre-se uma nova frente de investimento****, que terá importância decisiva para a aceleração do desenvolvimento sustentado do país devido ao barateamento dos custos de produção e à conservação do ambiente.* ***É hora de dar garantias efetivas aos 'parceiros' que* desejarem acompanhar-nos nesse empreendimento**" (Folha de São Paulo, 10/09/2003, destaque nosso).

Trata-se, no entanto de um potencial. Para ser aproveitado, são necessários investimentos que possibilitem levar o gás até seu consumidor. **Em outras palavras, será necessário grande volume de investimentos nesse setor.**

Dado que grande parte dos custos de distribuição de GN são fixos e a expectativa de expansão acelerada do setor, a revisão tarifária deve priorizar a estabilidade da tarifa ao longo do tempo (que requer estabilidade dos critérios de definição da tarifa) *vis-à-vis* a definição de tarifas que reflitam perfeitamente os custos correntes da concessionária. Assim, se promove o investimento e minimiza o custo do capital reduzindo as tarifas no longo prazo.

Concluindo, os principais objetivos da regulação são gerar:

- **uma quantidade de investimentos adequada para atender à demanda pelo serviço, em termos de qualidade e quantidade, objetivo prioritário no caso do GN em São Paulo neste momento;**
- **eficiência produtiva;**
- **uma distribuição do excedente gerado entre consumidores e produtores que seja considerada "justa" pela sociedade.**

2.4 O papel das agências regulatórias

A tradição em países que adotam sistemas regulatórios que não têm caráter impositivo é delegar esta tarefa às chamadas agências reguladoras autônomas. Estas agências têm características institucionais específicas, que evitam riscos como: oportunismo político, "captura" por um dos agentes interessados no processo de regulação, desvio do interesse público, propensão à discricionariedade, tendência ao inchaço das agências, entre outros.

O maior desafio das agências regulatórias é encontrar o ponto de equilíbrio que viabiliza um retorno justo aos investidores de um lado (e, portanto, a operação e o investimento das empresas) e o excedente do consumidor, de outro, na forma de disponibilidade de bens e serviços de qualidade, a preços razoáveis.

É importante destacar que o retorno dos investidores e o excedente do consumidor não devem ser vistos como objetivos conflitantes. No longo prazo, esses dois objetivos se confundem, e ambos promovem o bem-estar social. É importante lembrar que o investimento visa beneficiar o consumidor futuro, reduzindo o custo de serviço e melhorando a qualidade do serviço futuro.

A principal característica de uma agência regulatória é a sua autonomia, que tem um papel decisivo para atrair investimentos privados. Segundo Mannheimer: "*a premissa básica para a própria existência e aceitação de um órgão regulador é a sua independência*"[5]. Tal opinião é endossada de forma quase unânime na literatura.

No setor de gás natural, devido à existência de altos custos fixos, na maioria irreversíveis, e à necessidade de investimentos de longa maturação, é imprescindível a

[5] Mannheimer, S. (1998). Agências estaduais reguladoras de serviços públicos. *Revista Forense* 343(setembro): 221-36.

autonomia da agência regulatória. Isto porque o poder concedente tem grande incentivo para não honrar seus compromissos contratuais firmados antes do investimento, pois, uma vez realizados, o poder concedente pode se apropriar dos lucros do investidor, rompendo ou alterando os termos do contrato (reajustando suas tarifas para baixo, por exemplo). O investidor, diante dessas circunstâncias, não tem alternativa senão continuar fornecendo o serviço a fim de recuperar pelo menos parte do seu investimento.

Esse comportamento é vantajoso para o poder concedente e os consumidores no curto prazo. No longo prazo, entretanto, o comportamento oportunista do governo prejudica os consumidores, pois reduz a credibilidade necessária para a atração de novos investimentos requeridos para a expansão da rede de distribuição. O resultado é um encarecimento do serviço ou uma redução da qualidade e da oferta do serviço no longo prazo.

Por outro lado, a agência também deve manter um certo distanciamento dos agentes do setor, para evitar ser capturada pelas empresas reguladas. Assim, as ações da agência deverão ser guiadas pelas especificidades setoriais, resistentes às influências de grupos de pressão.

2.5 A revisão tarifária e a regulação por comparação

A dificuldade de se definir a tarifa inicial para o período tarifário é um problema que sempre existiu. Trata-se da dificuldade de superar a assimetria de informações para definir qual é o nível adequado para a tarifa.

O regime de preço-teto visa reduzir esse problema fixando a tarifa por períodos de tempo maiores. Porém, devido às alterações nas condições de mercado e dos custos das empresas é necessário, de tempos em tempos, reavaliar o nível das tarifas de modo que elas reflitam as condições correntes. A instabilidade macroeconômica histórica no Brasil faz com que as revisões tarifárias sejam mais importantes e freqüentes do que em países mais estáveis.

A estratégia mais promissora para superar o problema da assimetria de informação é a regulação por comparação. É um complemento natural do regime de preço-teto, pois ela proporciona uma forma de se definir as tarifas que beneficiam as empresas mais eficientes e penalizam as empresas menos eficientes. Essa estratégia é utilizada explicitamente para se estabelecer o custo operacional e, possivelmente, a base de remuneração das concessionárias na determinação da receita requerida da concessionária. Apesar de não ser explicitamente apresentada como regulação por comparação, todos os componentes da tarifa são de alguma forma balizados pela regulação por comparação.

Como exemplo, a metodologia CAPM utilizada para determinar o custo do capital é baseada em um estudo comparativo do custo de captação de empresas de nível de risco semelhante. A definição do custo dos investimentos requeridos também é elaborada

comparando-se o custo de outras empresas no setor ou os preços dos principais insumos praticados pelos fornecedores no mercado da concessionária. Nesse processo, a definição da base de remuneração é um dos aspectos mais controversos na regulação de tarifas.

A aplicação desta metodologia não é simples e está sujeita a erros. Em todo o mundo a adoção da regulação por comparação tem sido controversa e difícil. Por isso, é importante que o regulador seja cauteloso na sua implementação para não comprometer o desempenho do setor no longo prazo. Se a adoção dessa metodologia resultar em tarifas demasiadamente baixas, o desempenho das empresas poderá ser afetado de forma significativa, comprometendo os investimentos futuros no setor.

3. A Comgás e sua regulação

3.1 A Comgás

A área de concessão da Comgás abrange a região metropolitana de São Paulo, o Vale do Paraíba, a Baixada Santista e Campinas A empresa é a maior distribuidora de gás natural canalizado do País e tem 3,4 mil km de rede, espalhados por 41 municípios, atingindo mais de 385 mil clientes. A participação acionária atual (Ações Ordinárias) compreende a British Gás, com 72,74%; a Shell, com 23,22%; a CPFL, com 3,93% e outros (0,11%).

A privatização da Comgás foi decidida em dezembro de 1998, quando a Assembléia Legislativa do estado aprovou a emenda constitucional que possibilitou sua privatização, retirando do Estado o monopólio para exploração do gás canalizado. Como a Comgás pertencia à Cesp, todo o valor arrecadado com sua venda foi destinado para o pagamento da dívida desta empresa.

De acordo com o secretário estadual de Planejamento na época, André Franco Montoro Filho, "*a principal vantagem da venda da Comgás é tornar viável a realização de investimentos privados no setor. Segundo ele, é imprescindível ampliar a rede de distribuição de gás no estado para que seja possível a utilização do gás boliviano, que chegará a São Paulo pelo gasoduto Brasil-Bolívia*." (O Estado de São Paulo: Dezembro de 1998)

No leilão de privatização participaram quatro concorrentes: a norte-americana Enron, a italiana Agip, a espanhola Gas Natural e a inglesa British Gas, em associação com a anglo-holandesa Shell, sendo que a CPFL, única brasileira a se pré-qualificar para o leilão, entrou como acionista minoritária nesse último consórcio.

3.2 O órgão regulador

A regulação do gás canalizado obedece a critérios técnicos e tarifários. "*A regulação técnica deve garantir o fornecimento de gás com qualidade, segurança e confiabilidade*"[6]. A Comgás tem, como regulador a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE. A descrição dessa agência, obtida em seu *site*, é a seguinte:

> *"A Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE - é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do Estado para controlar e fiscalizar as concessionárias de energia elétrica e gás canalizado no Estado de São Paulo, assegurando a qualidade do fornecimento de energia à população paulista.*
>
> *A CSPE é uma entidade autárquica, vinculada à Secretaria de Estado de Energia, criada pela Lei Complementar nº 833 de 17/10/1997 e regulamentada pelo Decreto Nº 43.036 de 14/04/1998.*

[6] Melo (2002), p.37.

(...)

Na área de gás canalizado, a CSPE regula e fiscaliza os serviços de distribuição das 3 concessionárias, por competência estadual estabelecida em lei."

Ainda conforme o *site* dessa autarquia, "*o conjunto de regulamentos editados e por editar pela CSPE tem como base o artigo 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo, com redação alterada pela Emenda Constitucional nº 6, de 18 de dezembro 1.998, determina competir ao Estado a exploração direta, ou mediante concessão, na forma da lei, dos serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros. Os regulamentos têm também como esteio a Lei Complementar nº 833, de 17 de outubro de 1997, que criou a CSPE, e a Lei Estadual nº 9.361, de 5 de julho de 1996, que instituiu o Programa Estadual de Desestatização sobre a Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético*".

Note-se que **a privatização da Comgás foi precedida em mais de dois anos pela criação do órgão regulador (a CSPE)** e ocorreu quase três anos após a instituição do Programa Estadual de Desestatização.

3.3 A regulação de tarifas

A regulação tarifária tem como objetivo determinar o preço do produto adequado para preservar os interesses dos consumidores e manter a rentabilidade dos investidores.

Conforme a CSPE[7], "*nos contratos de concessão do setor, é estabelecido um regime de 'tarifas-teto' a serem aplicadas na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Essas tarifas são reguladas através de uma metodologia de margem máxima de distribuição, denominada Margem Máxima (MM)*".

O regime tarifário estabelecido no *Contrato de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado*, Cláusulas 11ª a 13ª, permite o repasse dos custos de compra e transporte do gás até a área de concessão da Comgás, sendo os custos gerenciáveis da Comgás remunerados pela Margem Máxima, que é equivale a um regime de preço-teto.

O regime de preço-teto consiste na fixação de uma tarifa (o preço) para o gás fornecido pela distribuidora por um prazo fixo. A tarifa deve ser fixada num nível que proporcione à concessionária uma receita suficiente para cobrir os custos adequados de operação, manutenção, impostos, exceto os impostos sobre a renda, encargos e depreciação, relacionados com a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, bem como uma rentabilidade razoável. No período entre revisões tarifárias, a tarifa é mantida fixa sendo reajustada somente por um indexador pré-definido para preservar o seu valor real; o "fator X" definido pelo regulador, que visa repassar parte dos ganhos (ou perdas) de

[7] Nota Técnica Nº 1, "Metodologia para revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado".

eficiência esperados no período para o consumidor; e o termo de ajuste K para garantir o cumprimento da Margem Máxima no período corrente. A Margem Máxima (MM) é definida a partir das seguintes equações:

$$MM_t = P_{t-1} [1 + (VP - X)] + K_t$$

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

nas quais P_{t-1} representa a tarifa inicial; VP, o índice de correção monetária; X, o fator X; K_t, o termo de ajuste; MO_{t-1}, a margem obtida no período anterior; r_{t-1}, o custo de capital e V_t é o volume anual de gás distribuído.

3.4 Parâmetros econômicos para a revisão tarifária da Comgás em 2003

Na revisão tarifária, **prevista nos contratos de concessão de gás ao final de cada ciclo de cinco anos, a tarifa é revista levando-se em conta a receita requerida para cobrir os custos eficientes de operação e remunerar adequadamente os investimentos incorridos**.

Conforme a Nota Técnica Nº 1 da CSPE[8], "*Para determinar de forma apropriada o valor inicial da Margem Máxima (P0), é necessário levar em consideração que a receita da Concessionária tem dois componentes fundamentais: i) custos operacionais (OPEX) vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial dos usuários, direção e administração da empresa; e ii) remuneração sobre o capital e remuneração do capital investido (CAPEX) nos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço, com os níveis de qualidade exigidos no Contrato de Concessão, de modo a assegurar a viabilidade econômica do negócio*".

Os custos operacionais são compostos por inúmeros itens, dos quais se destacam o preço do gás comprado, a operação e manutenção dos ativos, a gestão comercial e atividades complementares.

Para determinar o CAPEX, dois componentes precisam ser calculados: (i) a base de remuneração, ou seja, o valor dos ativos utilizados na prestação dos serviços; e (ii) o custo do capital, ou seja, a taxa de remuneração desses ativos.

3.3.1 Os parâmetros da CSPE para determinação da base de remuneração

De acordo com a Nota Técnica nº 1, "*Os parâmetros básicos da remuneração sobre e do capital, a serem adotados, são: a) o valor dos ativos necessários para prestar o serviço ou base de remuneração regulatória (BRR) bruta; b) a vida econômica e o critério de depreciação de cada um desses ativos; c) o valor do investimento a ser remunerado ou base de remuneração regulatória líquida*".

Ainda conforme essa nota técnica sobre a metodologia, destacam-se os seguintes pontos:

[8] Pág. 8

- " *(...) a CSPE revisará a base de ativos apresentada pela Concessionária para garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente*"
- "*Os respectivos editais e Contratos de Concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo indicam que, na determinação da BRR, deve ser considerado o valor dos ativos para o negócio*."
- "*A Concessionária deverá completar e apresentar junto ao Plano de Negócios as folhas de informações incluídas no Anexo II desta Nota Técnica. Nessas folhas os ativos existentes são classificados segundo critérios e procedimentos que contemplam: a) grupamento de ativos em unidades funcionais associadas a atividades requeridas para prestar o serviço; b) separação de ativos "sistêmicos" (diretamente relacionados com a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado) e "não sistêmicos"; c) correlação geográfica com áreas servidas; d) separação dos ativos de redes por níveis de pressão etc*."

Em síntese, a CSPE propõe um levantamento de todos os ativos da Comgás, sem especificar precisamente o critério para sua valoração.

3.3.2 Os parâmetros da CSPE para remuneração do capital

A CSPE determina o custo de capital utilizando a metodologia CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), complementada pelo uso do WACC (*Weighted Average Capital Cost*). ou seja, o custo de capital da empresa é calculado utilizando-se o custo médio ponderado do capital próprio e de terceiros. A CSPE estima uma estrutura de capital que ela considera ser apropriada. O custo do capital de terceiros é auferido adicionando-se à taxa livre de risco os prêmios de risco compatíveis com o risco de crédito da empresa regulada.

Conforme nota a CSPE, o CAPM "*é um dos modelos para o cálculo do custo do capital próprio que tem maior difusão e aceitação no âmbito regulatório. Permite efetuar a comparação do caso sob análise com os de empresas que operam na mesma indústria e desenvolvem atividades em condições de risco similares. Este método estima uma taxa de retorno igual à taxa livre de risco para o país ou região onde a empresa desenvolve a atividade, à qual se soma o produto do risco sistemático das atividades da indústria de gás canalizado. Este segundo risco corresponde à diferença entre a rentabilidade de uma carteira diversificada de investimentos e a taxa livre de risco. Se a atividade é desenvolvida em uma economia emergente, é necessário considerar montantes que contemplem aspectos de risco adicionais inerentes à operação do serviço num mercado dessas características. A adição ao valor básico do WACC desses montantes é denominada 'internacionalização' do método CAPM*".

A utilização dessa metodologia envolve um conjunto de parâmetros e cálculos, que são apresentados e detalhados ao explorados e analisados pela CSPE ao longo da Nota Técnica nº 1 e também na Nota Técnica nº 2, que aborda especificamente a

"Determinação do custo de capital para a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás". O exame dessa metodologia não está incluído nos objetivos deste trabalho.

A metodologia da CSPE também discorre sobre o tratamento de outras remunerações da Comgás não relacionadas com suas atividades fins. É ponto pacífico que devem receber um tratamento diferenciado, cujo detalhamento igualmente fica além do escopo deste trabalho.

4. Definição da Base de Remuneração

Nesse processo, a definição da base de remuneração é um dos aspectos mais controversos na regulação de tarifas. Na metodologia definida para a remuneração do capital, o produto de duas variáveis tem importância: (1) o custo de capital, ou taxa de remuneração; e (2) o montante a ser remunerado, denominado base de remuneração regulatória.

4.1 As alternativas para definição da Base de Remuneração Regulatória

Existem várias metodologias para se estimar o montante de capital da empresa que deve ser objeto de remuneração. Tendo em vista que a Comgás foi privatizada recentemente, essas alternativas são as seguintes:

a) o total de capital investido na empresa (*funding*);

b) o valor de negociação da empresa;

c) o preço total pago pela empresa no leilão de privatização, adicionado dos investimentos líquidos realizados desde então;

d) o preço mínimo fixado para a empresa no leilão de privatização, adicionado dos investimentos líquidos realizados desde então;

e) o valor histórico de aquisição de seus ativos operacionais, corrigido monetariamente e deduzido da depreciação, e adicionado dos investimentos líquidos realizados desde então;

f) custo corrente dos mesmos ativos encontrados na empresa;

g) o valor de mercado atual de seus ativos, ou seja, o valor de sua reposição.

Cada alternativa apresenta vantagens e desvantagens. Nos itens a seguir, esses métodos serão analisados com maior detalhe, visando identificar sua adequação do ponto de vista econômico, bem como sua adequação aos objetivos da regulação.

a) O "*funding*" da empresa

Nessa alternativa, a base de remuneração seria considerada igual ao capital próprio mais o capital de terceiros contabilizado no passivo da empresa, que estariam integralmente correspondendo aos seus ativos: imobilizado, capital de giro, diferido, etc.

A primeira objeção que se pode fazer a esse critério é que ele torna possível a inclusão na base de remuneração de investimentos não relacionados às atividades fins da empresa ou mesmo não operacionais. Como teriam remuneração assegurada, mais do que possibilitar essa inclusão, o critério a incentivaria, resultando em distorções, como por exemplo: a formação de capital de giro acima do necessário (mas remunerado pelas tarifas), a aquisição de ativos desnecessários às atividades (mas que seriam

remunerados), a compra superdimensionadas de equipamentos e instalações (também remunerados), etc.

Adicionalmente, quando da privatização, haveria incentivo para o pagamento de ágio muito grande sobre o preço mínimo, pois o passivo correspondente teria a sua remuneração também assegurada. Essa situação esta discutida com mais detalhes no exame da alternativa (c) a seguir.

Como conclusão da rápida análise desta alternativa, fica evidente que não se pode utilizar todos os ativos e passivos correspondentes da empresa na definição da base de remuneração, pois muitos deles não se relacionam com atividades fins da empresa. Os investimentos a serem remunerados devem corresponder a ativos relacionados e necessários para o desempenho das atividades da empresa. E devem ser dimensionados de acordo com uma expectativa de aproveitamento razoável e justificada.

Esse é um problema conhecido na regulação e sua solução é conhecida: em termos regulatórios, os investimentos a serem remunerados devem configurar o que se denomina "investimentos prudentes".

b) Valor de negociação

Nessa alternativa, a base de remuneração regulatória seria estimada mediante o estabelecimento de uma relação direta com o valor das ações da empresa negociadas em bolsa.

Por exemplo, conforme a Aneel[9], "*No Reino Unido os reguladores de utilities (gás, energia e água) determinam o valor inicial do investimento a ser remunerado com base no valor econômico de mercado da concessão, representado pela cotação média em bolsa de valores das ações negociadas de empresas recém privatizadas. No caso das companhias britânicas regionais (British Regional Electricity Companies – RECs), o regulador permitiu a incorporação de um acréscimo de 15% no valor do investimento em função da flutuação das ações no final do primeiro dia de pregão após a privatização. Uma tentativa do regulador da Irlanda do Norte no sentido de eliminar acréscimos nos preços das ações foi suspensa pela Monopolies and Mergers Commission – MMC, que permitiu um acréscimo de 7,5% naquela localidade. Já no caso das empresas concessionárias de água, cuja privatização é mais recente, o regulador adotou a cotação média em bolsa de valores das ações negociadas das empresas no período de 200 dias após a privatização*".

A primeira crítica a esse método é uma certa inconsistência ou circularidade econômica, pois o valor de mercado das ações depende da remuneração que o capital da empresa terá. Uma pequena valorização das ações da empresa implicará aumento da base de remuneração e conseqüentemente, pelo método, aumento posterior das tarifas, o que por sua vez a aumenta a remuneração do capital. Isso acarreta valorizando as ações da

[9] Aneel (2002a), pág. 12.

empresa, o que aumenta a base de remuneração, aumentando as tarifas e assim por diante. O inverso também pode acontecer.

Ao contrário do que ocorre no exemplo inglês acima mencionado, no caso da Comgás e de muitas empresas brasileiras de serviços públicos privatizadas, a negociação em bolsa das ações é relativamente pequena e o capital é muito concentrado em poucos acionistas, o que agrava a possibilidade de ocorrer o descrito no parágrafo acima em função de manipulação de mercado, com benefício dos próprios manipuladores e prejuízo dos consumidores e acionistas minoritários.

Dado que a privatização no Brasil é recente, uma alternativa para se medir o valor de negociação seria o preço por ação pago quando da privatização da empresa. Havendo duas alternativas para se avaliar esse preços: (1) o preço efetivamente pago no leilão e (2) o preço mínimo de venda. Essa duas alternativas são examinadas nos itens a seguir.

c) O preço pago no leilão de privatização mais investimentos posteriores

A terceira alternativa para estimar a base de remuneração consiste na soma das duas seguintes parcelas:

(1) o **preço total pago na privatização**, correspondente ao preço mínimo fixado na avaliação mais o ágio pago no leilão de privatização, corrigido monetariamente e deduzida a depreciação;

(2) os ativos correspondentes a "investimentos prudentes" que ocorreram após a privatização (e que serão somados ao valor original).

Essa alternativa, à primeira vista, parece conduzir a uma adequada remuneração do capital investido, já que esse capital é igual ao montante efetivamente pago na privatização, que corresponderia a um valor de mercado dos ativos da empresas, calculado de acordo com as expectativas do comprador de retorno da empresa.

Tendo em vista que a CSPE refere-se freqüentemente às notas técnicas da Aneel para embasar a sua metodologia de regulação tarifária, analisamos detalhadamente as argüições da Aneel sobre a metodologia de definição da base de remuneração[10].

A primeira crítica a esse método pode ser encontrada na Nota Técnica nº 148/2002 da Aneel, que observa que "*os compradores podem ter adquirido mais do que os ativos relacionados ao negócio principal da concessionária (...) Podem, por exemplo, ter pagado um ágio sobre o preço mínimo com base no valor intangível que perceberam ao adquirir a concessionária distribuidora em uma determinada localidade, como sinergia nas operações da holding dentro de uma mesma região de atuação da concessionária ou possibilidade de obtenção de recursos para investimentos a taxas menores que as praticadas pelo mercado. Diante disso, essa alternativa não se mostra factível sob uma*

[10] A expressão "Aneel" é citada 12 vezes ao longo da Nota Técnica nº 1 da CSPE.

regulatória, tendo em vista que os consumidores não devem pagar um retorno sobre um ágio relacionado à expectativa, do comprador, de lucros futuros em atividades empresariais não diretamente relacionadas à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica".

Essa crítica, sem dúvida, é correta, pois não faria sentido incluir na tarifa uma remuneração que o comprador obteria por outras razões que não a atividade adquirida em si. Seria equivalente a remunerar duplamente essa sinergia ou essas outras razões, em prejuízo do consumidor. **No caso da Comgás, no entanto, esse não parece ser um problema, pois se trata exclusivamente de ativos dedicados a distribuição de gás natural canalizado.**

No entanto, a principal crítica que se pode fazer a esse método é a sua inconsistência econômica, pois apresenta um problema grave de circularidade em sua definição. Na privatização, foi fixado um preço mínimo, mas não um preço máximo. Se a fixação de tarifas assegurasse a remuneração de valor total pago na privatização, isso incentivaria os participantes a ofertarem um valor cada vez mais alto, pois sua remuneração estaria sendo assegurada. Como resultado, a empresa seria vendida por um valor muito elevado, o que de um lado seria bom do ponto de vista da arrecadação do estado, mas que resultaria em tarifas muito elevadas, em prejuízo do consumidor.

Resumindo, esse critério poderia atender aos interesses do investidor e também proporcionaria o maior ágio e a maior arrecadação na privatização. Porém **é economicamente inconsistente**, pois o valor da tarifa que remunera o capital é uma função do capital inicial investido, mas esse capital depende da tarifa. Quanto maior a tarifa, maior tende a ser o capital investido, ou seja, o ágio sobre o preço mínimo, pois a revisão tarifária asseguraria a remuneração adequada desse ágio, independentemente de seu valor. Ocorre uma circularidade que prejudica o consumidor. Desta forma, sua adoção não proporcionaria as melhores tarifas possíveis do ponto de vista do consumidor e não atenderia ao princípio de modicidade tarifária.

Quanto ao valor dos investimentos líquidos realizados desde então, a metodologia para sua inclusão no valor inicialmente estimado para a base de remuneração será discutida no exame das alternativas (e) e (f) abaixo.

d) O preço mínimo fixado para a empresa no leilão de privatização

A quarta alternativa para estimar a base de remuneração regulatória consiste na soma das seguintes parcelas:

(1) o **preço mínimo** fixado na avaliação, sem incluir o ágio pago no leilão de privatização, corrigido monetariamente e deduzida a depreciação;

(2) os ativos correspondentes à "investimentos prudentes" que ocorreram após a privatização (e que serão somados ao valor original).

Esse critério evita a inconsistência econômica diagnosticada na alternativa anterior, pois impediria que fosse oferecido um ágio que seria recuperado automaticamente quando da revisão tarifária. Além disso, oferece as seguintes vantagens: (i) permite remunerar o investimento correspondente ao valor estimado da empresa quando da privatização, ou seja, ao fluxo de caixa que poderia proporcionar; (ii) é de fácil implementação, pois esse valor já está calculado, bastando sua atualização pela correção monetária e depreciação havidos, além da incorporação dos novos investimentos ocorridos, cuja contabilização será discutida com maiores detalhes nos itens (e) e (f) a seguir.

Esse método tem tido como principal crítica a possibilidade de a avaliação de preço mínima ter levado em consideração outros aspectos que não os mais adequados, do ponto de vista da atual regulação, para a formação das tarifas. A Aneel, na nota técnica 148/2002, sobre a revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, considera que "*o preço mínimo de venda obedeceu a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas sim com as conveniências do regulador original. Uma vez que a competência para estabelecer o preço de venda no leilão de privatização não é do regulador, mas do controlador original (governo federal, governos estaduais e municipais), observa-se que o preço mínimo para venda de controle acionário foi baseado em perspectivas futuras de caixa que, na quase totalidade dos casos, estavam com suas premissas superestimadas com vistas a um maior retorno para os cofres públicos. Ou seja, os critérios de definição do preço mínimo não guardam relação com os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, mas sim com objetivos de natureza predominantemente fiscal do controlador original*".

Em função desses motivos, quando das primeiras revisões tarifárias do setor elétrico, a Aneel concluiu que "*não é factível … que a base de remuneração garanta a remuneração dessas premissas*".

No entanto, **a fundamentação dessa primeira crítica elaborada pela Aneel parece incorreta**. O preço mínimo diz respeito ao valor mínimo que a empresa deveria ter para seu comprador, ou seja, um fluxo de caixa estimado e a um retorno esperado para o capital investido. Se o preço mínimo não tivesse relação com esse valor para o comprador, ele não faria sentido e não seria parâmetro para o leilão de venda da empresa. Os preços mínimos dos leilões de privatização geralmente foram baseados em avaliações de consultorias externas independentes. Apesar do poder concedente buscar maximizar a receita nas privatizações, a maior crítica na época era de que as estatais estavam sendo vendidas a preços demasiadamente baixos. Na verdade, a avaliação do valor de uma empresa é muito complexa, como pode visto no processo de privatizações nas quais algumas empresas foram leiloadas com ágios enormes enquanto em outras não apareceu comprador interessado em função de um preço mínimo fixado em patamar muito elevado para assegurar o retorno desejável do capital investido.

Além disso, o regulador (Aneel) certamente é autônomo, no sentido de ser independente do Executivo, de injunções políticas ou governos específicos, mas faz parte do Estado brasileiro. Da mesma forma, os antigos controladores estatais faziam parte desse mesmo Estado, mesmo que subordinados ao outro governo. Ambos fazem parte do Estado brasileiro e assim estão relacionados. É um argumento que desacredita o regulador e o Estado desvincular de forma tão absoluta esses dois entes estatais, como faz a Nota Técnica 148/2002 da Aneel, em que um primeiro ente fixa o valor de uma empresa e o segundo, posteriormente, separa esse valor e as condições em que foi formado da continuidade das atividades dessa empresa.

No caso da Comgás e seu regulador, é importante lembrar que a criação do regulador precedeu a privatização em quase três anos. E que tanto a criação do regulador como o processo de privatização foram autorizados pela Assembléia Legislativa, ou seja, a privatização está diretamente relacionada com a existência do regulador e não há argumentos que justifiquem dizer que "*atenderam a objetivos distintos*" como afirma a Aneel para o processo no setor elétrico[11].

Uma segunda crítica formulada pela Aneel considera que "*o preço mínimo de venda, quando estabelecido, refletia as condições conjunturais – políticas e econômicas – predominantes à época da privatização. Vale ressaltar que não se possui acesso à metodologia de formação de preço mínimo das concessionárias privatizadas, não sendo possível analisar a consistência econômica dos critérios adotados para sua fixação*".

Essa crítica precisa ser qualificada com cuidado. Sem dúvida, existem inúmeros exemplos no setor privado de investimentos cujo retorno não correspondeu às expectativas iniciais do investidor e que, por isso mesmo, foram desvalorizados pelo mercado. Na telefonia brasileira, por exemplo, podemos verificar que tanto a Vésper como a BCP terminaram sendo vendidas por um valor muito inferior às quantias que foram investidas nesses empreendimentos, evidenciando que os compradores da concessão cometeram erros na avaliação do mercado e tiveram que absorver prejuízos. No entanto, os fatores que levaram à perda de valor desses empreendimentos podem ser enumerados e explicados, abrangendo desde superestimativas do tamanho do mercado a erros comerciais graves em relação aos concorrentes[12]. Podem-se atribuir as superestimativas de mercado não a erros, mas a mudanças na conjuntura econômica, mas isso precisaria ser analisado.

[11] Nas privatizações do setor elétrico, a criação da Aneel, pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996., ocorreu após o início da privatização (por exemplo, a Light, principal distribuidora do Rio de Janeiro, foi privatizada em maio de 1996), mas dificilmente esse fato justificaria uma desvinculação entre o Estado criador do regulador e o Estado vendedor das empresas privatizadas.

[12] No caso da Vésper, sua estratégia comercial foi colocada em dúvida por analistas logo quando do lançamento das primeiras linhas. Pode-se dizer que as perdas equivaleram a investimentos não prudentes, mas isso só foi totalmente evidenciado pelo comportamento posterior do mercado.

Desqualificar o uso do valor mínimo com esse argumento de que a conjuntura econômica pode ter se alterado é factível, mas necessita de análise e explicação de que alterações ocorreram e como elas afetaram a empresa.

Já mudanças de conjuntura política não deveriam afetar a formação do peço mínimo, pois privatização, a regulação do setor privatizado e a estimação da base de regulação deveriam, por definição e por princípio regulatório básico, ser independentes do processo político.

Desconsiderar o preço mínimo, tendo em vista que o investidor esperava uma tarifa que remunerasse esse investimento, significa justamente incidir em uma das falhas possíveis de um regulador apontadas na seção 2 deste documento. Como o capital já foi investido, as empresas estão na situação de "reféns" do regulador e o pior cenário do ponto de vista do investidor consiste, na revisão dos contratos de concessão, em realizar uma mudança dos critérios regulatórios no sentido de reduzir o compromisso de garantir a remuneração do capital investido pela empresa.

Argumentar que o preço mínimo poderia ser fixado por critérios inadequados também não tem fundamentação econômica. Se o preço mínimo estivesse incorreto, ele não teria sido sancionado pelo mercado quando ocorreu o leilão. Na verdade, pode-se argumentar que se esse preço mínimo estivesse incorreto no sentido de subavaliar o preço da empresa, o ágio corrigiu essa subavaliação. Esse argumento é incontestável, a não ser que se faça uma análise muito minuciosa da avaliação feita quando da definição do preço mínimo e das sinergias que o controlador pode ter obtido na compra que justificaram o ágio oferecido.

e) O valor histórico dos ativos operacionais

A quinta alternativa para estimar o montante de capital a ser remunerado seria considerar o valor histórico de aquisição dos ativos operacionais da empresa, corrigidos monetariamente e deduzida a depreciação. Esse critério abrange tantos os ativos existentes quando da privatização, quanto àqueles adicionados em função dos investimentos (prudentes) realizados desde então.

Essa alternativa parece atender ao objetivo de contabilizar todos os investimentos líquidos da empresa, o que permitiria adequada remuneração do capital utilizado para sua aquisição. No entanto, apresenta três graves deficiências.

Em primeiro lugar, trata-se de empresa privatizada e esse critério seria coerente apenas se o preço fixado ou pago na privatização tivesse sido formado pelos mesmos critérios. Porém, mesmo que tenha havido uma contabilização precisa da correção monetária e da depreciação ao longo da vida da empresa, o valor histórico de aquisição dos ativos poderia divergir muito do seu valor na época da privatização, em função de alterações no mercado. Por exemplo:

- terrenos e imóveis ser valorizam (ou desvalorizam) de forma muito distinta da simples correção monetária, pois sua valorização normalmente está associada ao desenvolvimento da região onde se situam;
- máquinas e equipamentos podem se desvalorizar em função de mudanças tecnológicas, com seu valor histórico corrigido e depreciado, tendo pouca relação com o valor real do ativo quando da privatização;
- os investimentos realizados no passado poderiam não se adequar ao critério de "investimentos prudentes", sobretudo por se tratar de empresa estatal não necessariamente orientada pela lógica de mercado e não necessariamente submetida a uma regulação que privilegiasse os mesmos objetivos da regulação atual;
- algumas empresas privatizadas apresentavam significativos passivos, muitas vezes desproporcionais aos ativos da empresa em decorrência da repressão de tarifas, ingerências políticas nas estatais, planos de previdência, etc.

Em função dessas diferenças, se o preço da empresa na privatização fosse inferior à soma líquida do valor de aquisição de seus ativos, o critério estaria resultando em uma remuneração adicional do capital. Se fosse superior, o inverso estaria ocorrendo.

Em segundo lugar, o critério seria de implementação operacionalmente complexa. O valor histórico de aquisição dos ativos, de sua correção monetária e da depreciação deveriam estar de modo geral contabilizados com precisão. Porém, isso dificilmente ocorre no Brasil em função da elevadíssima inflação vigente antes de julho de 1994, que tornava a correção monetária uma atividade não trivial e sujeita a inúmeros erros, que poderiam ter efeitos acumulativos graves na determinação do valor dos ativos ao longo da vida da empresa. Cumulativamente a essa dificuldade, a depreciação freqüentemente é contabilizada por critérios puramente fiscais, que não correspondem necessariamente a efetiva depreciação econômica de um bem. Com isso, o valor econômico do bem pode divergir do seu valor contábil depreciado.

Em terceiro lugar, a simples possibilidade da existência da diferença apontada nos parágrafos anteriores é um indicador que o valor de aquisição dos ativos (corrigido e depreciado) não corresponde necessariamente ao valor da empresa e ao capital investido, ou seja, que sua adoção como critério para avaliar a base de remuneração pode ser inconsistente com os objetivos pretendidos.

f) O valor de mercado de reposição dos ativos

A sexta alternativa para estimar a base de remuneração seria considerar o valor atual, no mercado, de reposição dos ativos operacionais da empresa. Obviamente, seriam considerados nessa avaliação apenas aos ativos correspondentes à "investimentos prudentes".

A princípio, esse método parece resultar em um valor de mercado da empresa, correspondente aos investimentos necessários caso se fosse constituir a empresa no momento da avaliação. Como indicado pela Aneel, "a *base de remuneração definida segundo essa abordagem possui a vantagem adicional de não estar sujeita a critérios de avaliação subjetivos - antes, constitui uma abordagem de medição objetiva, transparente e de maior praticidade, pois os ativos vinculados à prestação do serviço regulado são facilmente identificáveis e podem ser auditados pelo regulador"*.

Porém, ele produz uma série de distorções.

Em primeiro lugar, o método não é capaz de realmente indicar o valor da empresa no momento da avaliação, pois despreza intangíveis que sempre devem ser considerados na avaliação de uma empresa, como os relativos à organização, clientes, imagem, etc. Uma empresa não é uma simples soma de ativos a preços de mercado, mas um sistema que emerge, adicionando valor, quando ocorre essa reunião de ativos.

Em segundo lugar, determinados tipos de ativo podem ter uma determinação muito complexa de preço de mercado no momento da avaliação, pela simples razão de não terem liquidez. É o caso de terrenos, imóveis, equipamentos de grande porte de finalidade única para a empresa ou mesmo de ativos que tenham deixado de ser comercializados no mercado mas ainda continuem sendo operacionalmente úteis para a empresa.

Em terceiro lugar, o método não assegura a remuneração do capital efetivamente investido na empresa e em seus ativos, pela simples razão que o valor atual de mercado de um ativo pode ser razoavelmente diferente do valor que possuía quando foi realizado o investimento em sua aquisição. Essa diferença na verdade é o evento mais provável, dada a constante mudança de preços relativos que ocorre em qualquer economia em decorrência de alteração na taxa de câmbio, mudanças tecnológicas, alteração da condições de demanda, etc. Assim, considerando que o setor está sujeito a rápido progresso técnico e conseqüente barateamento de seus bens de capital, resultaria em remuneração abaixo da desejável, pois o valor atual dos bens seria inferior ao valor que tinham quando do investimento. Por outro lado, no caso de ter ocorrido encarecimento de seus bens de capital em função de eventos como desvalorização cambial, aumento da demanda por esses bens, etc, a remuneração ficaria acima da desejável (pois o valor dos bens no momento seria superior ao que teriam quando sua aquisição foi efetivamente realizada).

A Aneel considera, dentre as opções por ela analisadas, que "*a metodologia do custo de reposição pelo valor de mercado pode ser identificada como a mais consistente – sob a ótica regulatória – para a determinação do valor da base de remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica, na medida em que demonstra ser o método mais aderente ao princípio de eficiência econômica*". Para a Aneel, "*o método do custo de reposição pelo valor de mercado reflete o investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado que deve ser remunerado pelo consumidor. De um lado,*

consideram-se os ativos dedicados à prestação do serviço regulado e, de outro, não se consideram efeitos do progresso tecnológico – visto que poderiam desestimular investimentos e elevar o custo do capital".

Em contraposição às afirmações da Aneel, o método do custo de reposição **não corresponde necessariamente** ao "*investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado*". Reflete apenas o valor desse investimento caso ele fosse realizado no momento da revisão tarifária, **mas nada assegura que corresponda ao valor do investimento no momento em que esse foi realizado**. Desta forma, a adoção desse método poderia produzir as seguintes distorções regulatórias:

(1) constituiria um desincentivo para investimentos em ativos sujeitos a rápidas mudanças tecnológicas e fortes variações de preços relativos;

(2) prejudicaria o consumidor no curto prazo com tarifas superiores ao necessário, caso tivesse havido encarecimento dos ativos da empresa, mas sem que isso se refletisse em maiores investimentos no futuro;

(3) beneficiaria o consumidor no curto prazo com menores tarifas, mas a custa de prejudicá-lo no longo prazo ao desincentivar investimentos caso tivesse ocorrido barateamento dos ativos da empresa.

5. Conclusões

O processo de privatização levou a estimativa de um preço mínimo para a Comgás, valor este equivalente às projeções de retorno que a empresa poderia proporcionar aos seus compradores, ou seja, um fluxo de caixa descontado. Estando corretas essas estimativas, o comprador obteria uma remuneração adequada de seus investimentos.

O leilão de privatização efetivamente sancionou o preço mínimo estimado, dado que a empresa foi vendida com significativo ágio (de 119%) sobre esse valor. Dado esse ágio, pode-se adicionalmente argumentar que a empresa tinha um valor superior ao estimado e que os investidores deveriam ser remunerados pela totalidade dos investimentos, ou seja, pelo preço mínimo mais o ágio. Isto poderia até corresponder à realidade, mas a adoção desse critério implicaria em dois problemas graves: uma inconsistência econômica, tornando o ágio dependente das tarifas e as tarifas do ágio; e a possibilidade de remuneração dupla, de sinergias obtidas pelo controlador da empresa não diretamente relacionadas com a prestação dos serviços da empresa.

A não consideração do preço mínimo definido para o leilão de privatização implicaria um descrédito do regulador, **na medida que a norma utilizada para definir o valor da empresa, estabelecida quando de sua privatização, não estaria mais sendo respeitada após a realização do investimento.** É uma falta regulatória grave, pois como o capital já foi investido, as empresas estão na situação de "reféns" do regulador e, na revisão dos contratos de concessão, estaria sendo realizada uma mudança dos critérios regulatórios no sentido de reduzir o compromisso de garantir a remuneração do capital investido pela empresa.

Argumentar, como fez a Aneel quando da revisão tarifária do setor elétrico, que a fixação do preço mínimo não tem relação com as regras regulatórias seria desconsiderar que a privatização e a regulação do setor de gás natural foi recente e fez parte de um amplo processo de desestatização e regulação do setor, comandado pelos mesmos agentes (o Legislativo e o Executivo paulistas), permitindo concluir que, tanto a privatização como a regulação, são vinculadas e atenderam aos mesmos objetivos.

Desta forma, o uso do preço mínimo definido para a privatização, com a devida atualização pela correção monetária, depreciação e novos investimentos realizados desde então, se mostra como o critério mais coerente como os objetivos da regulação. É um critério objetivo e claro, proporciona modicidade tarifária e garante ao investidor constância nas regras, o que é fundamental para estimular novos investimentos. Como o setor de gás natural apresenta ainda um desenvolvimento incipiente e um grande potencial, sobretudo em função das últimas descobertas de gás no litoral paulista, assegurar a continuidade dos investimentos torna-se uma prioridade na regulação desse setor em São Paulo.

Existem outras alternativas para estimar o valor da base de remuneração regulatória. Muitas podem ser descartadas por inaplicáveis à situação brasileira ou por serem

economicamente inconsistentes como os objetivos da regulação. A inconsistência relativa ao preço total pago na privatização já foi abordada nessa conclusão. Utilizar o *funding* da empresa ou seu valor de negociação em bolsa são igualmente inconsistentes e/ou inaplicáveis.

Utilizar o valor de mercado de reposição dos ativos não assegura a efetiva remuneração dos investimentos realizados e constituiria um desincentivo para investimentos em ativos sujeitos a rápidas mudanças tecnológicas e fortes variações de preços relativos.

Utilizar o valor histórico dos ativos (com as devidas correções e depreciações) seria desconsiderar o método utilizado para a determinação do preço mínimo, o que por si só já se mostra inconsistente com o processo de privatização e regulação. Além disso, encontraria imensos obstáculos operacionais relativos às dificuldades de atualização de valores anteriores à estabilidade de preços proporcionada pelo Real e às divergências acumuladas entre valores históricos e valores de mercado quando da privatização. O uso do valor histórico constitui uma alternativa para estimar os acréscimos à base de remuneração ocorridos após a privatização, mas não para a determinação do valor inicial desse parâmetro.

Por fim, é importante lembrar que o fornecimento de gás natural não tem características de monopólio para alguns segmentos importantes de consumo, sobretudo o uso comercial e industrial, competindo fortemente em preço com outros energéticos (óleo combustível, principalmente). Dado que a Comgás precisa (e deverá buscar) expandir fortemente sua base de consumidores, a fixação de preços muito elevados em um regime de *price cap* para o gás não deveria constituir necessariamente a principal preocupação do regulador, pois iria contrariar os próprios interesses comerciais da empresa.

São Paulo, 10 de setembro de 2003.

Gesner Oliveira

Ernesto Moreira Guedes Filho

Referências

Aneel/SRE (2003a). Nota Técnica No. 030/2003. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Aneel/SFF/SRE (2003b). Nota Técnica No. 178/2003. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Aneel/SRE/SFF (2002a). Nota Técnica No. 148/2002. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Aneel/SRE (2002b). Nota Técnica No. 326/2002. (Audiência Pública No. 023/2002). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Baron, D. (1989). Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, em R. Schmalensee e R.Willig, *Handbook of Industrial Organization*, cap. 24, Noth-Holland.

Bernstein, J. e D. Sappington (1998). Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans. NBER Working Paper 6622. Cambridge: National Bureau of Economic Research.

Brown, A. e E. de Paula (2002). O Fortalecimento da Estrutura Institucional e Reguladora do Setor de Energia no Brasil. (Projeto PPIAF). Washington: O Banco Mundial.

CSPE (1999). Contrato de concessão para exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado. São Paulo: Comissão de Serviços Públicos de Energia.

CSPE (2003a). Nota Técnica No. 1. Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado. São Paulo: Comissão de Serviços Públicos de Energia.

CSPE (2003b). Nota Técnica No. 2. Determinação do Custo de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo: Comissão de Serviços Públicos de Energia. Demsetz, H. (1968) Why Regulate Utilities, The Journal of Law and Economics, vol. 7

CSPE (2003c). Convocação para o Regulamento da Audiência Pública nº.003/03.

Ibama/CELAF (2002). Guia de Procedimentos de Licenciamento Ambiental Federal – Documento de Referência. Brasília: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais.

Institute of International Education (2002). Best Practices Guide: Electricity Regulation in Latin America. (Hemispheric Energy Regulatory Assistance

Project). Washington: The Energy Group of the Institute of International Education.

Melo, J. P. (2002). Cenários do Gás Canalizado no Estado de São Paulo. São Paulo: Artliber Editora.

MME (2003). Proposta de Uma Nova Metodologia para o Cálculo dos Ganhos de Produtividade do Fator X. Brasília: Ministério de Minas e Energia.

Morgan, T. e Kuhlenkamp, E. (2003). Natural Gas Pricing in Competitive Markets. International Energy Agency.

Oliveira, G. (2001). Concorrência: panorama no Brasil e no mundo. São Paulo: Editora Saraiva.

Pereira, C. e Mueller, B. 2002. Credibility and Design of Regulatory Agencies in Brazil. *Brazilian Journal of Political Economy*, a ser publicado.

Pires, J. C. L. (1999). Capacitação, Eficiência e Abordagens Regulatórias Contemporâneas no Setor Energético Brasileiro: As Experiências da Aneel e da ANP. *Ensaio BNDES* n. 11.

Ramos. V. A. (2002). A Base de Remuneração Tarifária das Empresas Distribuidoras Privadas de Energia Elétrica, *Texto para Discussão* apresentado no processo de revisão tarifária das empresas de distribuição de energia elétrica. Publicado no site da Agência Nacional de Energia Elétrica: www.aneel.gov.br

Rudnick, H. e J. A. Donoso (2000). Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation. *IEEE Transactions on Power Systems* 15(4): 1428-33.

Salgado, L. H. (2003). Agências Regulatórias na Experiência Brasileira: Um Panorama do Atual Desenho Institucional. Texto para Discussão nº. 941. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

Sappington, D.E.M. e J.E. Stiglitz (1987) Information and Regulation, em E.E. Bailey, ed., *Public Regulation: new perspectives on institutions and policies*, Cambridge, MIT Press

Schmalensee, R. (1989) Good Regulatory Regimes, *RAND Journal of Economics*, vol. 20.

Weyman-Jones, T. (2001). Yardstick and Incentive Issues in UK Electricity Distribution Price Controls. *Fiscal Studies* 22(2): 233-47.