COMISSÃO
DE SERVIÇOS
PÚBLICOS DE
ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 1

METODOLOGIA PARA REVISÃO TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS CANALIZADO

Agosto 2003

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ÍNDICE

1 OBJETIVO 1

2 O CONTEXTO INSTITUCIONAL DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO - CONTEÚDOS ESSENCIAIS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO 2

2.1 O CONTEXTO INSTITUCIONAL DA REVISÃO TARIFÁRIA 2
2.2 O REGIME TARIFÁRIO ESTABELECIDO NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO. AS REVISÕES TARIFÁRIAS. 3
2.3 O PROCESSO DAS REVISÕES TARIFÁRIAS 3
2.3.1 As Ações Cumpridas pela CSPE 3
2.3.2 Aspectos Essenciais do Processo de Revisão Tarifária 3
2.3.3 As Etapas do Processo de Revisão 5

3 DESCRIÇÃO DO ENFOQUE METODOLÓGICO PROPOSTO 8

3.1 CUSTOS OPERACIONAIS 9
3.2 REMUNERAÇÃO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO E DO CAPITAL INVESTIDO – PARÂMETROS A SEREM DETERMINADOS 10
3.2.1 Base de Remuneração Regulatória (BRR) Bruta: Ativos das Concessionárias Necessários Para Prestar o Serviço de Distribuição de Gás Canalizado 11
3.2.2 BRR Líquida 12
3.2.3 Depreciação 12
3.3 CUSTO DE CAPITAL E ESTRUTURA DE CAPITAL 12
3.3.1 Método de estimativa do custo do capital próprio (k_e) 13
3.3.2 Método de determinação do custo de capital de terceiros (k_d) 17
3.3.3 Estrutura de capital. Determinação do w_d. 19
3.3.4 Determinação do custo nominal médio ponderado de capital (WACC) e conversão em termos reais 19
3.4 O FATOR X 20
3.5 AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NOS PLANOS DE NEGÓCIOS DAS CONCESSIONÁRIAS 20
3.6 DETERMINAÇÃO DO VALOR DA MARGEM MÁXIMA INICIAL MEDIANTE O MÉTODO DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO 21
3.6.1 A equação do Fluxo de Caixa Descontado 21
3.6.2 Determinação do parâmetro P_0 22
3.6.3 O Fluxo de Caixa Descontado e o Equilíbrio Econômico-Financeiro da Concessão 22
3.7 PROPOSTAS DE MODIFICAÇÕES NA ESTRUTURA TARIFÁRIA 23
3.8 TRATAMENTO REGULATÓRIO DA QUALIDADE DO SERVIÇO 23
3.9 TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO 24
3.9.1 Introdução 24
3.9.2 Classificação das ANC 25
3.9.3 Princípios básicos da ação regulatória 26
3.9.4 Etapas da ação regulatória 26
3.10 TRATAMENTO REGULATÓRIO DOS SERVIÇOS TAXADOS 27
3.11 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO 28

ANEXO I – CLÁUSULAS DO CONTRATO DE CONCESSÃO REFERENTES A TARIFAS DOS SERVIÇOS 29

ANEXO II - ESTRUTURA BÁSICA DE SOLICITAÇÃO DE INFORMAÇÕES DO PLANO DE NEGÓCIOS 32

INTRODUÇÃO 32
PARÂMETROS CONSIDERADOS 32
PREMISSAS E OBJETIVO DAS INFORMAÇÕES 32
ESTRUTURA DO PLANO DE NEGÓCIOS 33

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES..... 38
APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O PLANO DE INVESTIMENTOS..... 54
APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS..... 75

ANEXO III – CUSTO DE CAPITAL..... 97

INTRODUÇÃO..... 97
FINANCIAMENTO E CUSTO DO CAPITAL 98
ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA A ESTIMATIVA DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO..... 98
Método Aditivo..... 99
Fluxo de Caixa Descontado (DCF) 100
Método APT (Arbitrage Pricing Theory)..... 102
Modelo de Três Fatores de Fama-French 103
Estimativa por Indicadores..... 104
Capital Asset Pricing Model (CAPM) 105
ASPECTOS CRÍTICOS DA ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO PELO MÉTODO DO CAPM 106
Taxa Livre de Risco..... 106
Risco Sistemático da Indústria..... 108
Prêmio por Risco (Retorno de uma Carteira Diversificada)..... 114
Prêmio por Tamanho..... 117
Internacionalização do método CAPM..... 118
ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA A ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS..... 127
A ESTRUTURA DE CAPITAL E O CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL..... 130
TRATAMENTO DA INFLAÇÃO, MOEDA DE CÁLCULO E EFEITOS TRIBUTÁRIOS..... 131
ANTECEDENTES REGULATÓRIOS NA DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA E NA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL:
AMÉRICA LATINA E BRASIL 136
Síntese da análise comparativa – Experiências na América Latina 136
A experiência da ANEEL na distribuição de energia elétrica..... 146
ANTECEDENTES REGULATÓRIOS 150
BIBLIOGRAFIA BÁSICA..... 154
APÊNDICE I: FINANCIAMENTO E CUSTO DO CAPITAL 156

ANEXO IV – CRITÉRIOS GERAIS PARA A DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E DOS NÍVEIS RELATIVOS ENTRE TARIFAS 158

INTRODUÇÃO..... 158
CRITÉRIOS PARA A DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA..... 158
CRITÉRIOS PARA A ALOCAÇÃO DA MARGEM MÁXIMA (MM) APROVADA PELA CSPE ÀS DISTINTAS CLASSES TARIFÁRIAS 160
COMPATIBILIDADE DA ALOCAÇÃO TARIFÁRIA COM A MARGEM MÁXIMA (MM) APROVADA..... 161
AVALIAÇÃO DO IMPACTO SOBRE OS USUÁRIOS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA PROPOSTA..... 161
INFORMAÇÕES A SEREM FORNECIDAS PELA CONCESSIONÁRIA..... 161

ANEXO V - TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO 163

CRITÉRIOS PARA O TRATAMENTO DAS ATIVIDADES NÃO CORRELATAS (ANC) 163
TIPO E NÍVEL DA AÇÃO REGULATÓRIA 163
FUNDAMENTOS DE UM TRATAMENTO REGULATÓRIO ALTERNATIVO À CR 165
DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA..... 165
ANÁLISE DE CASOS ESPECÍFICOS 167
INFORMAÇÃO RELEVANTE REFERENTE À PRESTAÇÃO DA ANC..... 170

1 OBJETIVO

No marco do processo, definido pela Portaria Nº 246 da CSPE de 1º de agosto de 2003, o presente documento tem por objetivo apresentar a descrição detalhada da metodologia para a primeira Revisão Tarifária das concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo, Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS, Gás Brasiliano Distribuidora S/A e Gás Natural São Paulo Sul S/A, a ser desenvolvida segundo o disposto na Cláusula Décima Primeira e nos termos da Cláusula Décima Terceira de cada Contrato de Concessão.

2 O CONTEXTO INSTITUCIONAL DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO - CONTEÚDOS ESSENCIAIS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

2.1 O Contexto Institucional da Revisão Tarifária

I - A Constituição de 1988 estabelece que cabe aos Estados Federados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado.

II - A Constituição do Estado de São Paulo determina que os serviços públicos, de natureza industrial ou domiciliar, serão prestados aos usuários por métodos que visem à melhor qualidade e maior eficiência e à modicidade das tarifas. Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, na forma da lei, os serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender às necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros.

III - A Lei Complementar Nº 833, de 17de outubro de 1997, criou a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE entidade autárquica com sede e foro na cidade de São Paulo, vinculada à Secretaria de Estado de Energia.

Segundo o disposto nessa lei, a Comissão tem por finalidade regular, controlar e fiscalizar:

i - A qualidade do fornecimento dos serviços públicos de energia; e

ii - Os preços, tarifas e demais condições de atendimento aos usuários de tais serviços.

Na realização dessas finalidades, a Comissão reger-se-á pelas seguintes diretrizes:

i - Coibir a ocorrência de discriminação no uso e acesso à energia;

ii - Proteger o consumidor no que respeita a preços, continuidade e qualidade do fornecimento de energia;

iii - Aplicar metodologias que proporcionem a modicidade das tarifas;

iv - Assegurar à sociedade amplo acesso às informações sobre a prestação dos serviços públicos de energia e às atividades da comissão, assim como a publicidade das informações quanto à situação do serviço e aos critérios de determinação das tarifas.

IV - O Decreto Nº 43.889, de 10 de março de 1999 aprovou o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo.

V - No marco institucional definido pelas normas acima mencionadas, foram firmados os Contratos de Concessão para exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado entre o Estado de São Paulo e a Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS, contrato n°CSPE/01/99, de 31 de maio de 1999, a Gás Brasiliano Distribuidora S/A, contrato n°CSPE/02/99, de 10 de dezembro de 1999, e a Gás Natural São Paulo Sul S/A, contrato n°CSPE/03/2000, de 31 de maio de 2000.

2.2 O Regime Tarifário estabelecido nos Contratos de Concessão. As Revisões Tarifárias.

Nos Contratos de Concessão 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). Essa metodologia visa permitir à Concessionária a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, de manutenção e os 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, levando em consideração as características específicas do serviço regulado.

Os contratos prevêem revisões tarifárias ao final de cada ciclo de 5 (cinco) anos e a definição e publicação da metodologia de cálculo para o estabelecimento da nova estrutura tarifária das Concessionárias, que será aplicada a partir da primeira Revisão Tarifária, nos termos da Cláusula Décima Terceira dos referidos contratos.

Ao final do primeiro ciclo tarifário de cada concessão, a CSPE deve proceder então à primeira Revisão Tarifária, segundo os critérios essenciais definidos na Cláusula Décima Terceira de cada um desses contratos para a determinação, a partir do segundo ciclo, das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços. Trata-se da primeira oportunidade em que a Comissão pode atuar no âmbito das tarifas aplicáveis ao serviço de distribuição de gás canalizado. Com relação às tarifas, durante o primeiro ciclo (desde o início de vigência de cada Contrato de Concessão), a CSPE teve a sua ação limitada à aplicação das fórmulas referentes ao reajuste anual dessas tarifas. Nesta Revisão Tarifária, a Comissão deve, pela primeira vez, definir novos valores das tarifas com base nos critérios definidos no contrato.

2.3 O processo das revisões tarifárias

2.3.1 As Ações Cumpridas pela CSPE

Com a finalidade de desenvolver o processo desta primeira Revisão Tarifária com a maior qualidade técnica, a Comissão contratou os serviços de assessoria da Fundação Universitária José Bonifácio, assim como de consultores internacionais com ampla experiência em processos similares desenvolvidos no Brasil e em outros países, referentes aos serviços de distribuição de gás canalizado e também de outros serviços básicos de infra-estrutura por redes, tais como eletricidade, água potável e esgotos. Estas equipes estão assistindo à Comissão, desde o primeiro semestre de 2003, na definição das metodologias a serem aplicadas no processo de revisão tarifária de cada Concessionária.

Ao mesmo tempo, com o propósito de assegurar a máxima transparência no desenvolvimento do processo Revisão Tarifária, através da Portaria CSPE N° 246, de 1º. de agosto de 2003, a Comissão estabeleceu as etapas a serem cumpridas objetivando apresentar a proposta metodológica a ser utilizada nesse processo.

2.3.2 Aspectos Essenciais do Processo de Revisão Tarifária

A seguir são apresentados, de forma resumida, os procedimentos previstos no Contrato de Concessão para o processo de Revisão Tarifária. No Anexo I desta Nota Técnica são transcritas as cláusulas do contrato referentes aos assuntos tarifários da Concessão.

i - Como já indicado, nos Contratos de Concessão 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). Essa metodologia visa permitir à Concessionária a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, de manutenção e os 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, levando em consideração as características específicas do serviço regulado. A MM representa a receita unitária máxima que a Concessionária é autorizada a arrecadar, pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, e é expressa em reais (R$) por metro cúbico de gás efetivamente vendido.

ii - Na Revisão Tarifária de cada Concessionária, a CSPE deve realizar a determinação dos valores de dois parâmetros fundamentais: a) o valor inicial P_0 da MM, a ser aplicado pela distribuidora no primeiro ano do segundo ciclo tarifário; b) o valor do fator de eficiência (Fator X), a considerar para a atualização anual sucessiva do parâmetro P_0, a ser efetuada na determinação do valor da MM, de cada ano do ciclo tarifário, segundo o procedimento estabelecido na Quarta Subcláusula da Cláusula Décima Terceira de cada Contrato de Concessão.

iii - Na Revisão Tarifária que antecede ao início do segundo ciclo tarifário, a CSPE aprovará o valor de P_0 após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à Concessionária no ciclo, considerando os seguintes fatores: a) o estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; b) a oportunidade para a Concessionária obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.

iv - Para fixar o valor P_0 a Concessionária deverá fornecer à CSPE um Plano de Negócios (PN) que contenha, dentre outras, as seguintes informações: valor da base de ativos da empresa, de acordo com o Plano de Contas estabelecido pela CSPE; o Plano de Investimento (físico e financeiro), incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações; receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído; projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído; e custo médio ponderado do capital projetado.

v - Para permitir à Concessionária a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE levará em consideração: a razão dívida/capital próprio da Concessionária e o custo de oportunidade do capital. A CSPE considerará, entre outros, para determinar o custo de oportunidade do capital, a rentabilidade de empresas similares no País e em outros países e as condições de rentabilidade para os investimentos no País. A CSPE, na análise de rentabilidade, tomará como base modelos de análise de risco financeiro, geralmente utilizados no mercado.

vi - A partir do valor aprovado para o primeiro ano do ciclo tarifário é determinado o valor anual da MM, autorizado pela CSPE, para cada um dos anos seguintes. Adicionalmente, se em um ano a Margem obtida pela Concessionária for distinta da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE, será procedida a compensação da diferença, mediante a aplicação do denominado "Termo K".

vii - Adicionalmente, na Revisão Tarifária, a CSPE estabelecerá um fator de eficiência (Fator X) para a Concessionária, que se manterá fixo para os 5 (cinco) anos subseqüentes e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do ciclo. A CSPE considerará para calcular a tendência do incremento da eficiência (Fator X) da Concessionária: tendência histórica da eficiência da Concessionária; padrões internacionais de eficiência na indústria; índices de produtividade de longo prazo; economias de escala; e comparações com outras Concessionárias no Brasil.

viii - Uma vez aprovada a Margem Máxima (MM) para o ciclo, a Concessionária deverá submeter a correspondente tabela de tarifas-teto para aprovação pela CSPE, que a analisará considerando as seguintes condições: a) compatibilidade com a Margem Máxima (MM) da Concessionária; b) que não haja discriminação indevida entre os usuários; e c) que não se estabeleçam subsídios entre os diferentes serviços de distribuição de gás canalizado. A tabela de tarifas-teto será aprovada e fixada pela CSPE. As tarifas praticadas inferiores às tarifas-teto fixadas, em qualquer um dos ciclos, terão como limite mínimo o custo da prestação do serviço do fornecimento contratado, ficando os descontos sujeitos à verificação pela CSPE, que poderá exigir as respectivas planilhas que justifiquem os custos da prestação do serviço.

ix - As Margens de Distribuição (MD), a partir do segundo ciclo, serão alocadas à tarifa da seguinte forma: encargo do usuário por fatura emitida; encargo por capacidade por metro cúbico de gás canalizado distribuído; e encargo volumétrico de gás canalizado distribuído.

As tarifas-teto agregarão a Margem de Distribuição (MD), os Preços do Gás (PG) e os do Transporte (PT).

x - A fixação de tarifas para o serviço de distribuição de gás canalizado deve ser consistente com o conceito essencial de equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. Assim, a CSPE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter esse equilíbrio econômico-financeiro, sem prejuízo dos reajustes e revisões previstos no contrato, caso haja variações significativas, para mais ou para menos, nos custos da Concessionária.

2.3.3 As Etapas do Processo de Revisão

A CSPE estruturou o processo de revisão conforme os princípios de transparência, celeridade e objetividade que devem conduzir a sua realização e concluir na determinação de tarifas justas e razoáveis para todos os agentes. Com essa finalidade, a CSPE promoveu a maior participação possível a todos os agentes – incluindo usuários, empresas concessionárias, governos, associações e outros interessados –, no entendimento de que o processo será fortalecido com seus pontos de vista e informações ao longo de seu desenvolvimento. A Comissão definiu um cronograma de atividades inter-relacionadas. Entre essas atividades é prevista a realização de Audiências Públicas para a apresentação da Metodologia e das Tarifas que serão aplicadas a cada concessionária segundo o previsto nos respectivos Contratos de Concessão.

A seguir é apresentado um diagrama de blocos incluindo as etapas do processo de Revisão Tarifária, a seqüência das tarefas e atividades a serem desenvolvidas, assim como as relações existentes entre elas.

Essas tarefas e etapas estão agrupadas nas etapas descritas a seguir (ordenadas segundo a seqüência de sua execução no tempo) em duas fases principais, identificadas como A (definição da metodologia) e B (implementação da metodologia).

FASE A: DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA A SER UTILIZADA NO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Etapa A1: Elaboração pela CSPE da proposta metodológica a ser utilizada no processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado e apresentação dessa proposta no endereço eletrônico da Comissão na forma de consulta pública.

Etapa A2: Realização, pela CSPE, de audiência pública referente ao processo de consulta pública iniciado na Etapa A1.

Etapa A3: Publicação da metodologia a ser utilizada no processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado.

FASE B: IMPLEMENTAÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DE CADA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

Etapa B1: Solicitação inicial, pela CSPE, de informações à concessionária para subsidiar a revisão tarifária.

Etapa B2: Apresentação pela concessionária das informações solicitadas pela CSPE no pedido inicial (Etapa B1).

Etapa B3: Solicitação complementar, pela CSPE, de informações à concessionária.

Etapa B4: Apresentação pela concessionária das informações solicitadas pela CSPE no pedido complementar (etapa B3).

Etapa B5: Apresentação pela CSPE no endereço eletrônico da Comissão, na forma de consulta pública, do Valor Inicial da Margem Máxima (P_0) e Fator X propostos pela CSPE e da estrutura tarifária associada a esses valores elaborada pela concessionária.

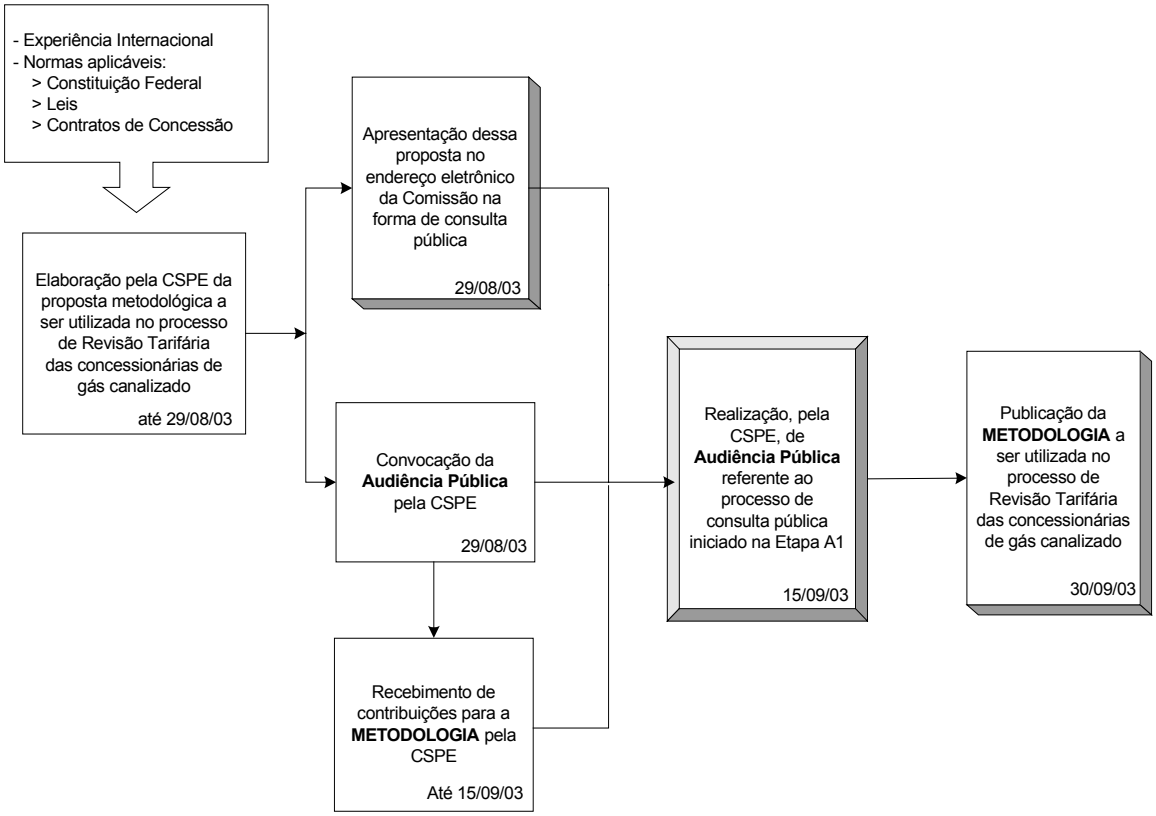
Etapa B6: Realização, pela CSPE, da primeira etapa da audiência pública, referente ao processo de consulta pública iniciado na Etapa B5.

Etapa B7: Apresentação pela CSPE no endereço eletrônico da Comissão, na forma de consulta pública, da proposta revisada do Valor Inicial da Margem Máxima (P_0), do Fator X e da estrutura tarifária.

Etapa B8: Realização, pela CSPE, da segunda etapa da audiência pública, referente ao processo de consulta pública da Etapa B7.

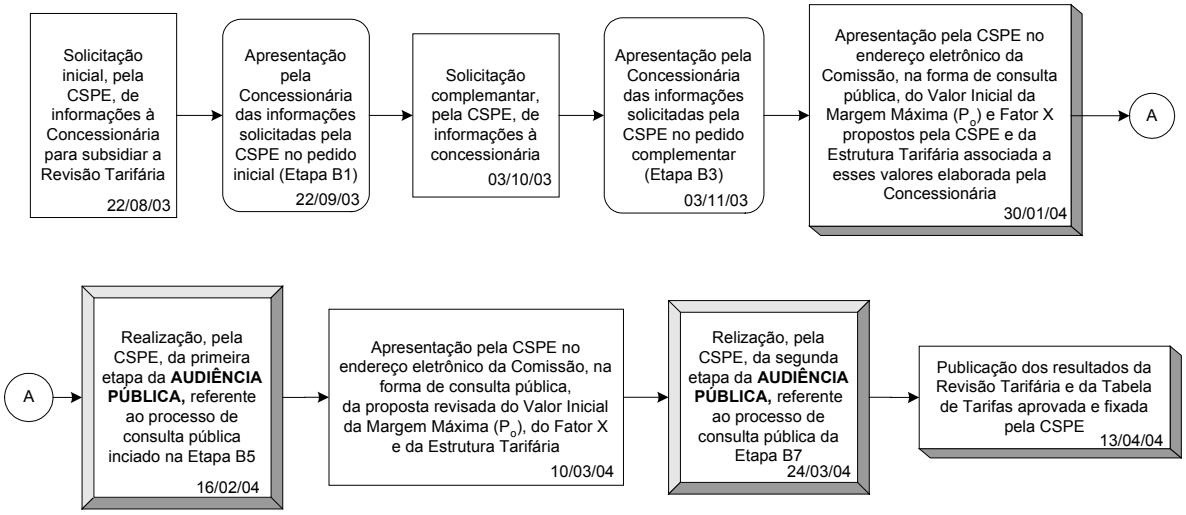
Etapa B9: Publicação dos resultados da revisão tarifária e da Tabela de Tarifas aprovada e fixada pela CSPE.

Diagrama da ETAPA A



COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Diagrama da ETAPA B



NOTA: As datas indicadas para a Etapa B são as do processo da concessionária COMGÁS, segundo o estabelecido na Portaria CSPE Nº 246 de 1º de Agosto de 2003.

3 DESCRIÇÃO DO ENFOQUE METODOLÓGICO PROPOSTO

As características essenciais do sistema tarifário aplicável ao segundo ciclo ("price cap" de receita média) implicam: i) a determinação de um conjunto de parâmetros que é necessário definir com a finalidade de obter o valor da receita média ou Margem Máxima requerida para recuperar os custos médios eficientes da prestação do serviço, e ii) aprovar uma estrutura tarifária para os diversos serviços, cumprindo os princípios do Contrato de Concessão, que apresentará a Concessionária com a finalidade de obter essa receita. A receita média permitida para cada ano do ciclo tarifário é ajustada em função da comparação entre a receita média permitida do ano anterior e a receita média efetivamente obtida, como é descrito no Anexo I desta Nota Técnica.

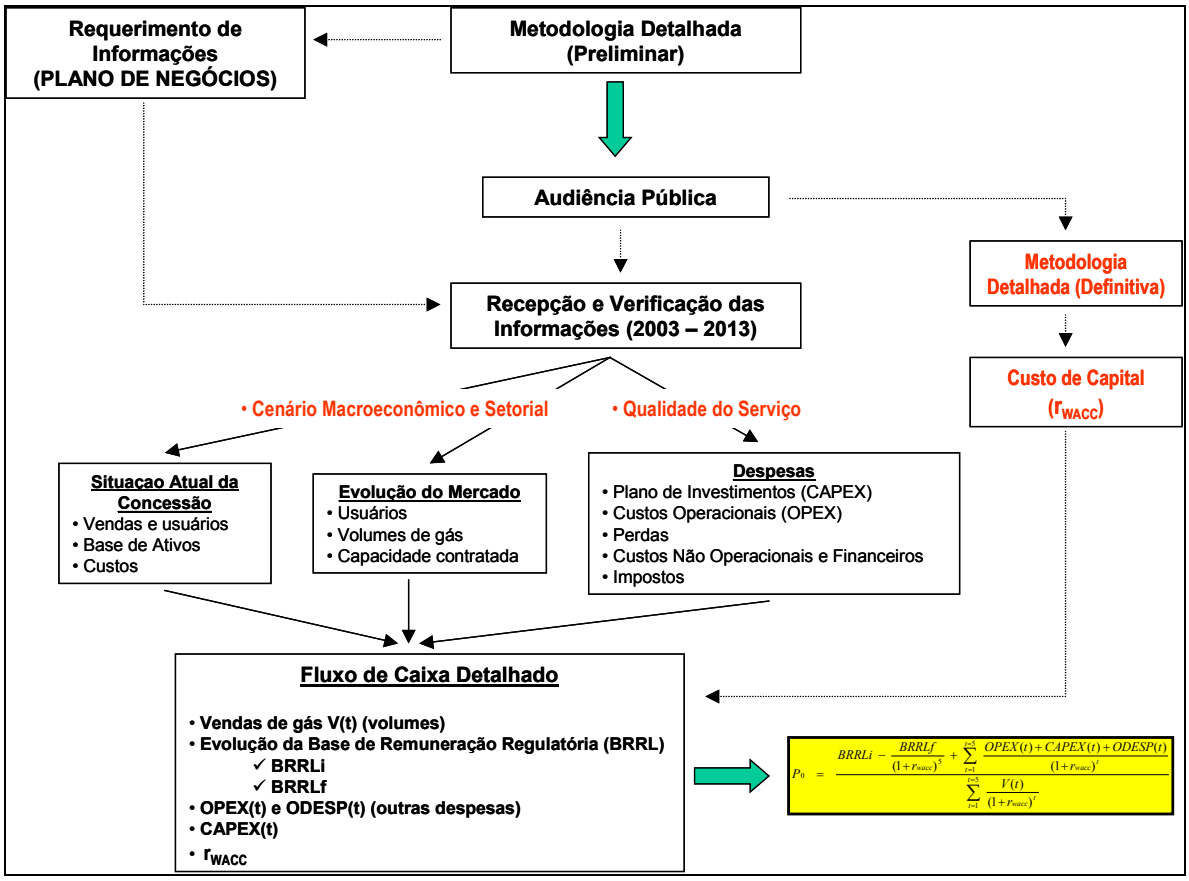
Para determinar de forma apropriada o valor inicial da Margem Máxima (P_0), é necessário levar em consideração que a receita da Concessionária tem dois componentes fundamentais: i) custos operacionais (OPEX) vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão 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.

Como já indicado anteriormente no capítulo 2, no Contrato de Concessão é estabelecido que, para fixar o valor P_0, a Concessionária deverá fornecer à CSPE um Plano de Negócios (PN) que contenha, dentre outras, as seguintes informações: valor da base de ativos da empresa, de acordo com o Plano de Contas publicado pela CSPE; o Plano de Investimento (físico e financeiro), incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações; receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído; projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído; e custo médio ponderado do capital projetado.

Nesta Nota Técnica, são apresentados os métodos e procedimentos estabelecidos pela CSPE com a finalidade de realizar uma avaliação apropriada da razoabilidade do conteúdo desse Plano de Negócios, que é a essência do enfoque metodológico proposto para a revisão tarifária.

Nos casos das concessionárias Gás Brasiliano Distribuidora S/A e Gás Natural São Paulo Sul S/A, a CSPE adequará o nível de exigência e o grau de profundidade do pedido de informações às reais condições de desenvolvimento da concessão.

O gráfico a seguir apresenta de forma sintética as relações existentes entre as diversas etapas da análise que culmina com a determinação do valor do parâmetro P_0.



3.1 Custos Operacionais

É proposta uma ação regulatória que permite a determinação de valores representativos ou de comparação ("benchmarks") dos OPEX associados aos principais processos e atividades (P&A) que deve cumprir cada Concessionária para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Essa determinação está baseada na consideração de parâmetros de eficiência que sejam aplicáveis ao caso sob análise.

Por outro lado, é importante que a ação regulatória neste assunto, além de ser consistente com os critérios do Plano de Contas, considere também a futura separação das atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado prevista em cada Contrato de Concessão.

Com essa finalidade, os custos operacionais são classificados segundo os grupos de atividades descritos a seguir:

- Operação e manutenção dos ativos;
- Gestão comercial (ciclo de leitura, faturamento e cobrança, atendimento comercial de usuários);
- Aquisição de gás e transporte de gás;
- Atividades adicionais e complementares ao serviço básico de distribuição de gás canalizado, a seguir identificadas como "atividades não correlatas" (ANC).

Adicionalmente, os custos de operação e manutenção dos ativos são separados conforme estejam relacionados a instalações existentes na data da revisão ou a ser incorporadas ou renovadas no ciclo tarifário subseqüente a essa revisão.

Para cada P&A é definida a sua finalidade (necessidade para a prestação do serviço da Concessionária), o âmbito físico de execução e os ativos envolvidos (no caso dos ativos de rede, separados por nível de pressão).

Serão avaliadas as informações de valores de custos operacionais, classificados segundo descrito e desagregados, em cada caso, ao nível dos processos e atividades incluídos no Plano de Negócios apresentado pela Concessionária. Esses valores serão comparados com os montantes representativos da execução eficiente de cada processo e atividade, definidos mediante a utilização dos valores representativos acima mencionados. Dessa forma, serão identificadas as principais diferenças e será desenvolvido um processo interativo que deve conduzir à determinação do valor apropriado dos custos operacionais, a ser considerado na definição do valor do parâmetro P_0.

O enfoque proposto inclui então as etapas descritas a seguir:

Etapa 1: Apresentação no Plano de Negócios dos valores de OPEX, desagregados por processo e atividade.

Para permitir a apropriada análise do Plano de Negócios, a Concessionária deverá apresentar os valores dos custos operacionais referentes a esse plano, completando devidamente planilhas e folhas de informações fornecidas pela CSPE. Esses documentos são preparados de forma a permitir a quantificação dos valores dos custos operacionais associados aos principais processos e atividades (P&A) que devem ser desenvolvidos pela empresa (ver Anexo II desta Nota Técnica).

Etapa 2: Análise dos valores de OPEX incluídos no Plano de Negócios

Será avaliada a razoabilidade dos valores de custos de cada processo e atividade, incluídos pela Concessionária na apresentação de seu Plano de Negócios, utilizando informações de preços e custos de mercados representativos. Para o caso dos processos comerciais e da estrutura central, serão consideradas informações detalhadas e recentes, obtidas de fornecedores de serviços e produtos do Estado de São Paulo. Para os processos e atividades de operação e manutenção (O&M) das redes de gás canalizado, serão utilizados valores de custos de casos que possam ser assumidos como referências válidas, devidamente adaptados às características de cada concessão.

Etapa 3: Processo de definição do valor de OPEX a ser considerado no parâmetro P_0

A partir da avaliação da razoabilidade dos valores de OPEX por processo e atividade apresentados pela Concessionária no seu Plano de Negócios nas “folhas de informações” fornecidas pela CSPE serão identificadas as diferenças mais significativas. Será iniciado então um processo de interação com a Concessionária, que poderá incluir solicitações de informações adicionais, esclarecimentos e justificativas, com o objetivo de definir o valor adequado dos OPEX a ser adotado na determinação do parâmetro P_0.

3.2 Remuneração Sobre o Capital Investido e do Capital Investido – Parâmetros a Serem Determinados

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.

Segundo o previsto no Contrato de Concessão, 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. A seguir são apresentados os procedimentos definidos pela Comissão para a determinação de cada um dos parâmetros, tendo em conta os elementos mencionados. Esses procedimentos levam em conta as complexidades do processo de revisão e avaliação das informações apresentadas pela Concessionária, devido, em geral, a eventuais defeitos na qualidade dos dados históricos e a os efeitos da assimetria de informação.

3.2.1 Base de Remuneração Regulatória (BRR) Bruta: Ativos das Concessionárias Necessários Para Prestar o Serviço de Distribuição de Gás Canalizado

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 CSPE realizará a revisão da base de ativos apresentada pela Concessionária tendo em conta os aspectos indicados a seguir.

Deve-se eliminar eventuais distorções que possam existir na informação contábil, ocasionadas tanto pela política de avaliação dos ativos adotada neste assunto por cada Concessionária, como por desajustes nas normas de indexação contábil.

É necessário neutralizar, do ponto de vista tarifário, os efeitos de eventuais “inadequações” dos ativos existentes, seja por erros de projeto, seja pela aplicação de tecnologias obsoletas ou por outros motivos.

Deve ser assegurada a coerência regulatória, verificando que o valor da base de ativos é consistente com as normas contratuais, em particular os níveis de qualidade de serviço exigidos no Contrato de Concessão.

Será analisada a incidência, no valor da base de ativos e na regulação tarifária em geral, da evolução tecnológica, nas redes de distribuição de gás canalizado, decorrente da substituição das tubulações de ferro fundido por dutos de polietileno, aplicando-se o procedimento denominado de inserção. Na medida que ela permite incrementar a capacidade de transporte da rede da Concessionária e, portanto, atender o crescimento do mercado servido por um período significativo, resulta necessário então analisar, de forma coordenada, a remuneração dos ativos existentes e os investimentos previstos no Plano de Negócios da Concessionária para atender esse crescimento.

Com a finalidade de que a revisão possa ser implementada com a maior efetividade, e, ao mesmo tempo, garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço, a CSPE poderá aplicar técnicas de amostragem aos ativos incluídos na base apresentada pela Concessionária.

O enfoque proposto pela Comissão consiste nas etapas que são descritas a seguir:

Etapa 1: Apresentação pela Concessionária da base de ativos existentes

A Concessionária deverá completar e apresentar junto ao PN 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.

Nos casos das concessionárias Gás Brasiliano Distribuidora S/A e Gás Natural São Paulo Sul S/A, a CSPE adequará o nível de exigência e o grau de profundidade do pedido de informações às reais condições de desenvolvimento da concessão.

Etapa 2: Análise e avaliação, por amostragem e outras técnicas, dos conjuntos considerados na base de ativos.

Etapa 3: Determinação do valor da BRR a ser considerado na fixação do P_0.

A CSPE definirá e implementará procedimentos apropriados para a avaliação e verificação dos investimentos efetivamente realizados pela Concessionária no período compreendido entre a data das informações mais recentes fornecidas pela empresa e a data do início do segundo ciclo tarifário. Com os resultados dessa avaliação será determinado o valor da base de remuneração regulatória ao inicio desse ciclo, a ser considerado no cálculo do parâmetro P_0.

3.2.2 BRR Líquida

Para determinar a BRR líquida (BRRL) deve-se considerar o valor líquido ou residual dos ativos em serviço. Isto conduz à necessidade de se definir um nível e um perfil histórico de depreciação acumulada desses ativos, de modo a se obter o valor líquido dos mesmos.

Segundo o previsto no Contrato de Concessão, essa determinação deve ser realizada a partir da análise da informação contábil da empresa Concessionária, do mesmo modo que no caso da determinação do "valor bruto" dos ativos (BRR).

3.2.3 Depreciação

Segundo o estabelecido nos Contratos de Concessão, o cálculo da depreciação ou remuneração do capital deve ser realizado segundo os mesmos critérios e valores utilizados no Plano de Contas de cada Concessionária. Em particular, devem ser considerados os valores de vida econômica de ativos incluídos nesse Plano.

3.3 Custo de Capital e Estrutura de Capital

É utilizada a metodologia identificada como "Capital Asset Pricing Model" (CAPM), complementada com a denominada "Weighted Average Capital Cost" (WACC). Trata-se do enfoque aplicado, de forma amplamente predominante no âmbito internacional, na regulação de serviços públicos para a determinação do custo de capital próprio, do custo de capital de terceiros e da taxa de retorno para remunerar a atividade. Os procedimentos definidos pela Comissão para o cálculo dos parâmetros que devem ser determinados, para obter os custos do capital próprio e do capital de terceiros, pelo CAPM / WACC, são apresentados de forma resumida a seguir.

É determinado o valor do custo médio ponderado de capital (WACC) utilizando uma "estrutura apropriada de capital", ou seja, a relação entre as participações de capital próprio da Concessionária e o capital de terceiros (dívida), que minimize o valor desse custo médio real do capital. Os dois componentes da estrutura (capital próprio e capital de terceiros) são considerados em termos reais e em moeda local.

O custo médio do capital é calculado também em termos reais após os impostos, para ser aplicado a fundos nomeados (arrecadados) em moeda local. A determinação proposta leva em consideração outros aspectos, tais como diferenças no valor do custo de capital pelo efeito do tamanho da empresa, segundo exposto no Anexo III. Esse aspecto deve ser analisado em cada caso específico. Também pode ser considerada a existência de condições particulares de endividamento com organismos governamentais, diferentes das aplicadas no mercado financeiro privado.

A fórmula geral para o cálculo do WACC nominal, após os impostos, pode ser expressa da seguinte maneira:

$$WACC = w_d \cdot k_d \cdot (1-t) + w_e \cdot k_e$$

Sendo:

- k_d: o custo da dívida;
- k_e: o custo do capital próprio;
- w_d: = D/(D+E) é a participação da dívida na estrutura do capital;

w_e: = (1-w_d);

t: a taxa do imposto de renda.

Para determinar o valor do custo de capital real, após os impostos, mediante o método do WACC é necessário calcular os parâmetros indicados a seguir:

- Custo do capital próprio (k_e);
- Custo do capital de terceiros ou custo da dívida (k_d);
- Estrutura de capital apropriada (w_d e w_e);
- Conversão do WACC nominal para termos reais.

Ao adotar uma estrutura de capital (grau de endividamento) predefinida, os riscos inerentes à gestão financeira do negócio regulado (distribuição de gás canalizado, no caso sob análise) são alocados ao operador do serviço. Os usuários desse serviço têm refletido, nos valores das tarifas, os efeitos dessa determinação regulatória dos parâmetros k_d e w_e.

A seguir são descritos os métodos utilizados para a determinação de cada um dos parâmetros do CAPMM / WACC

3.3.1 Método de estimativa do custo do capital próprio (k_e)

É utilizado o método denominado "Capital Asset Pricing Model" em idioma inglês, identificado pelo termo CAPM, internacionalizado na sua versão modificada do "Country Spread Model", incorporando o efeito do aspecto de risco de câmbio, tendo em conta que as tarifas do serviço regulado são fixadas na moeda local.

O método 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 fórmula associada ao "CAPM internacionalizado" pode ser expressa como:

$$k_e = \left[r_f + \beta_e.(r_m - r_f) + r_p + r_x + r_t \right]$$

Sendo

k_e: Taxa de retorno ou custo de oportunidade do capital próprio;

r_f : Taxa de retorno de um ativo livre de risco;

β_e: Risco sistemático da indústria sob análise ou "beta" do capital próprio;

r_m: Taxa de retorno de uma carteira diversificada. A diferença (r_m–r_f) é denominada habitualmente como "prêmio de mercado";

r_p: Adicional por risco local, denominado habitualmente "risco país". Trata-se de um risco que não depende da indústria considerada;

r_x: Adicional por risco de câmbio. É também um risco independente da indústria sob análise;

r_t: Adicional por tamanho em empresas de patrimônio pequeno.

Os parâmetros que são necessários calcular na aplicação do método são determinados segundo os procedimentos específicos descritos a seguir.

A. **Taxa livre de risco em moeda dos EUA (r_f):** considera-se a média aritmética das médias semanais do rendimento de um bônus do tesouro dos Estados Unidos (EUA) com "maturity" (prazo nominal de vencimento do bônus) a 10 anos (UST10 – *constant maturity serie*) durante os últimos 5 anos. A fonte de informação utilizada é a "Federal Reserve of United States of America".

   A eleição do instrumento de dívida baseia-se na consideração de que o critério de "duration" (tempo médio de pagamento do principal e juros; indica a sensibilidade do preço do bônus à taxa de juros de mercado) é o apropriado para comparar fluxos de fundos. Assume-se um valor de 8 anos como "duration" apropriada para o fluxo de fundos de uma empresa distribuidora de gás canalizado. Desse modo, o instrumento de dívida representativo é um bônus a 10 anos.

   É utilizada a média de um período de cinco anos para obter o valor médio do parâmetro. Considera-se esse período como o razoável para evitar que a determinação seja indevidamente afetada pela volatilidade característica desse parâmetro. É importante salientar que a consideração de períodos mais longos não é refletida em mudanças significativas do valor da taxa.

B. **Determinação do parâmetro "beta" (β_e):** consideram-se "betas" estimados sobre o mercado dos EUA, privilegiando a qualidade da informação que é obtida nesse mercado.

   É importante considerar os conceitos associados aos parâmetros "beta" do ativo e o "beta" do patrimônio. O "beta" do ativo corresponde a valores não ajustados pela alavancagem empresarial ("betas desalavancados"). Os "betas" são calculados a partir de empresas que operam no mercado acionário, que têm um determinado nível de endividamento. Por outro lado, o "beta" do patrimônio ("betas alavancados") corresponde ao "beta" com a alavancagem.

   O procedimento determina inicialmente os "betas desalavancados" e a seguir são calculados os "betas alavancados" considerando a estrutura de capital apropriada proposta e o regime do imposto de renda existente no Brasil.

   Para calcular o valor do parâmetro "beta desalavancado" é utilizada a informação previamente processada para o código CIIU (Código Identificação Industrial Universal) 4924. Isto está baseado no fato de que, quando é necessário utilizar o "beta" para estimar o custo de capital de uma empresa ou conjunto de empresas, e não se têm os dados da empresa envolvida ou do conjunto, o mais adequado é considerar o "beta" de uma carteira de empresas que sejam similares, ou seja, do mesmo setor industrial. Dessa forma, os erros típicos tendem a ser compensados.

   Na determinação realizada foram utilizados os relatórios gerados pelo Ibbotson Associates. Trata-se de uma empresa de serviços de informação financeira que estima os "betas" das empresas a partir das mudanças no preço das ações durante os últimos 5 anos, para o código CIIU 4924 (setor distribuição de gás natural). Os relatórios são atualizados a cada seis meses.

   A utilização das informações preparadas pelo Ibbotson Associates é baseada nas considerações apresentadas a seguir:

   - Essa fonte determina os "betas" mediante dois métodos alternativos: (i) o método clássico (estimativa por "mínimos quadrados"); (ii) o método denominado "sumbetas", que resulta da regressão econométrica utilizando um atraso. A opção (ii) é mais apropriada, já que é conhecido que os títulos de empresas de média e baixa capitalização (que não são negociados diariamente) reagem com um atraso em relação aos movimentos do mercado. Por essa razão, foram utilizados os resultados obtidos pela aplicação da segunda opção.

- Adicionalmente, na determinação dos "betas", é realizado um ajuste do tipo "Vasiseck com reversão à média do setor". Portanto, em setores de baixo risco (como é o caso da distribuição de gás canalizado), os valores obtidos são mais representativos.
- São estimados valores dos "betas desalavancados e alavancados" e é apresentada toda a informação necessária para reproduzir as estimativas.
- É realizada uma cuidadosa seleção das empresas a considerar para a determinação. Neste caso, para o CIIU 4924, são analisadas onze companhias cujo "core bussines" é a distribuição de gás canalizado. Essas empresas apresentam uma capitalização entre 50 e 3 000 USD milhões.

É importante notar que os "betas" obtidos aplicando o procedimento descrito estão referidos ao mercado dos EUA, onde o regime regulatório das empresas de gás natural canalizado é diferente do aplicado no Brasil. Esta é a principal limitação associada à realização de determinações com base em informações de mercados estrangeiros.

Reconhece-se internacionalmente, tanto no âmbito acadêmico como no regulatório, que o regime de regulação por preços máximos implica para as empresas reguladas um risco maior que aquele que elas têm sob um regime de "cost plus" ou taxa de retorno. Essa diferença é refletida ao examinar comparativamente os "betas" dos EUA com os que podem ser obtidos em países com mercados de capitais desenvolvidos e regulação por "price cap", como os casos inglês e australiano. Num reconhecido estudo publicado em 1996 (Alexander, Mayer e Weeds, Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison), os autores realizam uma análise exaustiva do assunto e chegam à conclusão de que existe uma diferença entre os valores dos "betas" associados a cada regime regulatório, cujo valor numérico está no intervalo de 0,2 e 0,6, segundo o setor considerado.

Um aspecto de importância significativa a ser considerado é que o mencionado estudo de AMW foi publicado em 1996. Como conseqüência do processo de aquisições ocorrido no setor elétrico britânico nos últimos anos, as empresas distribuidoras deixaram de ter cotação no mercado de ações e o setor perdeu liquidez. Esta circunstância dificulta o cálculo do *beta* nesse mercado e, portanto, a atualização da estimativa do adicional por risco regulatório. O próprio Regulador inglês (OFGEM) enfrentou essas dificuldades na época da última revisão tarifária das empresas distribuidoras.

Uma alternativa a esta proposta consiste em tentar atualizar o mencionado trabalho. Como isto não é possível, uma vez que desde a fusão do Lattice Group Plc (proprietário da Transco) e do National Grid Plc, não existe no Reino Unido uma empresa de redes de gás propriamente dita, pode-se tomar como *benchmark* o valor proposto pelo OFGEM na última revisão da Transco[1] e comparar este valor com o obtido para os EUA. Como detalhado no Anexo III, este método é o mesmo que o utilizado pela Aneel na revisão tarifária das distribuidoras elétricas do ano 2002.

A determinação baseada nessa opção implica conhecer o "beta desalavancado" utilizado pelo OFGEM na última revisão, já que a comparação de valores de "betas finais" (alavancados) é distorcida pelo efeito das diferenças entre as taxas de endividamento e taxas de imposto de renda aplicadas nos EUA e no Reino Unido.

Finalmente, para aplicar o CAPM é necessário calcular o "beta" ajustado pela alavancagem empresarial ótima, ou seja, aquele relevante para o mercado sob análise, e o mesmo utilizado para determinar o WACC. Para estimar o "beta" do patrimônio, deve-se considerar a taxa tributária sobre os lucros do mercado utilizada para determinar os "betas" e o nível de endividamento médio das empresas utilizadas como referência. O "beta" do patrimônio é calculado da seguinte maneira:

[1] OFGEM, Review of Transco's Price Control from 2002 - Final Proposals - September 2001.

$$\beta_U.[1+(1-t).(D/E)] = \beta e$$

Sendo

β_e: "Beta do patrimônio" ou beta alavancado;

β_U: "Beta do ativo" ou "beta desalavancado";

D: Nível de endividamento apropriado. Deve coincidir com o utilizado para definir a estrutura de capital. Neste caso, esse valor é 40% do ativo bruto total;

E: Patrimônio Líquido;

t: Taxa de impostos. Alíquota normativa considerando a taxa básica de 15%, a sobretaxa de 10% para todo ganho superior a R$ 240.000,00 e a contribuição social de 9%.

C. **Estimativa do prêmio por risco (p_m):** O prêmio por risco (p_m) pode ser definido como o retorno adicional, que deseja obter um investidor, para compensar o risco que assume por investir num determinado ativo, em lugar de fazer esse investimento num ativo livre de risco. Resulta então igual à diferença entre o retorno esperado do portfólio do mercado (r_m) e a taxa livre de risco (r_f): $p_m = r_m - r_f$.

Como os mercados locais não permitem estimar o prêmio por risco em um horizonte suficientemente longo para que os retornos esperados e realizados sejam convergentes, utiliza-se a informação do mercado dos EUA.

Embora existam diferentes métodos para determinar o prêmio por risco e distintas fontes de informação, um dos estudos mais utilizados no mundo é o realizado pelo Ibbotson Associates. Esse estudo avalia resultados históricos apoiando-se numa carteira extremamente líquida e diversificada como é o "Índice Composto da Standard & Poor's 500". A ponderação de cada ação no índice corresponde ao preço de bolsa multiplicado pelo número de ações em circulação. Como esse índice não inclui considerações por dividendos, o Ibbotson Associates realiza correções para incorporá-los a fim de obter assim os retornos reais das ações (Ibbotson Associates, *Stocks, Bonds, Bills and Inflation (SBBI)* Valuation Edition 2001).

Essa empresa estima o prêmio por risco como a diferença entre o retorno total do índice e o rendimento de bônus do tesouro dos EUA para distintas "maturities". O período analisado no estudo estende-se desde 1926 até o ano 2000 e está baseado em dados de retornos mensais e em médias aritméticas.

Considera-se a média aritmética de 75 anos para a diferença entre o retorno total do índice e o rendimento do bônus do tesouro dos EUA para 10 anos, de forma consistente com o procedimento utilizado para determinar a taxa livre de risco.

Essa média de 75 anos é a de mais longo prazo disponível. Na determinação da taxa de prêmio por risco, através da utilização de valores históricos, assume-se implicitamente que o retorno médio realizado é uma "proxy" apropriada do retorno esperado (ou seja, que as expectativas do investidor são concretas). Por esta razão, deve-se considerar um período o mais extenso possível, se houver disponibilidade de dados, como uma forma de eliminar essas anomalias, basicamente relacionadas com o ciclo econômico. Taxas determinadas com base em períodos curtos de tempo podem ser extremamente voláteis, já que são muito sensíveis a alterações em aspectos tais como as condições do mercado de capitais, as expectativas de inflação e as políticas fiscais e monetárias.

D. **Adicional por risco local (ou prêmio por risco país – r_p):** É proposto utilizar a versão "*country spread model* modificada" desenvolvida pela Fundação Universitária de Brasília (FUBRA) no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O prêmio de risco país é calculado como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil.

O prêmio de risco soberano é o spread que um título de renda fixa do Governo brasileiro, denominado em dólares dos EUA, paga acima da taxa livre de risco dos EUA. Esse "spread" foi estimado pela FUBRA utilizando a série histórica diária do parâmetro "Emerging Markets Bonds Index" relativo ao Brasil (EMBI+Brasil), calculado pelo JP Morgan, entre abril de 1994 e agosto de 2002.

O prêmio de risco de crédito Brasil é determinado como o spread sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com a mesma classificação de risco que o Brasil (B1). Com essa finalidade foram selecionadas as empresas, com classificação de risco B1, que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994. Calculando a média dos "spreads" dessas empresas, ao longo da série, foi obtido o valor do risco país.

Tendo em conta que esse "adicional por risco país" é independente do setor de atividade sob análise, considera-se desnecessário fazer um novo cálculo desse parâmetro. Do ponto de vista conceitual, é razoável considerar valores similares para os setores de distribuição de energia elétrica e de gás canalizado num mesmo momento.

E. **Adicional por risco de câmbio (r_x):** É proposto determinar o risco de câmbio real diretamente do mercado de futuros do dólar dos EUA contra a moeda local, sobre uma adaptação da metodologia desenvolvida por Wolff (Wolff, Christian. *Forward foreign exchange rates, expected spot rates and premia: A signal-extraction approach*. Journal of Finance, 1987 e *Measuring the Exchange Risk Premium: Multi-Country Evidence from Unobserved Components Models*. Journal of International Financial Markets, Institutions and Money, 2000). Essa metodologia foi também aplicada pela FUBRA no processo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A metodologia consiste em: (1) definir o prêmio de risco cambial como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a desvalorização verificada "ex-post"; (2) observar que essa diferença é igual ao risco cambial mais um fator aleatório não correlacionado, denominado ruído branco; e (3) aplicar então um "filtro de Kalman", técnica muito utilizada na área das finanças, para eliminar o ruído branco.

Para obter a série definida no item (1) é utilizada a diferença do logaritmo da cotação do contrato futuro a um mês no início do mês e o logaritmo do tipo de câmbio vendedor (Ptax) do dia anterior ao vencimento do contrato. A análise é realizada para o período dos últimos 36 meses (julho 2000 a junho 2003). (Os futuros de moeda a 1 mês são cotados na Bolsa de mercadorias e Futuros (BMF)).

A alternativa de obter o risco de câmbio mediante a análise do *spread* entre bônus soberanos nomeados em dólares dos EUA e em reais (R$) não é considerada razoável, já que o mercado de dívida soberana não é líquido ou simplesmente não existe para prazos médios e longos.

3.3.2 Método de determinação do custo de capital de terceiros (k_d)

O custo marginal de endividamento representa então a taxa com que a empresa pode captar recursos para o nível de alavancagem considerado na definição da estrutura de capital. Do ponto de vista regulatório, não é apropriado levar em consideração somente o custo real de endividamento das empresas reguladas e o nível de alavancagem resultante da gestão das mesmas.

O custo do financiamento é o retorno específico que os credores da dívida da empresa visam obter ao realizar novos empréstimos a esta. Diferentemente do custo do capital próprio, o custo da dívida pode ser obtido nos mercados financeiros, seja em forma direta ou indireta.

O nível de desenvolvimento dos mercados representativos incide de forma crítica na precisão e validade da determinação. É claro que o mercado de dívida corporativo das empresas de gás canalizado do Brasil é muito incipiente e não permite obter com precisão séries de rendimentos que possam ser utilizadas como "benchmark". É necessário então utilizar um procedimento alternativo. Considera-se que a opção mais apropriada é o CAPM de dívida. Trata-se de um método de uso muito difundido, tanto nas práticas regulatórias como em finanças, que é consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio. O custo marginal de endividamento (k_d) nominal antes dos impostos é determinado a partir da seguinte expressão:

$$k_d = r_f + r_p + r_x + r_t + ss$$

Sendo:

- r_f: taxa livre de risco para a "maturity" da dívida que seja considerada;
- r_p: Adicional por risco país;
- ***ss***: "spread" adicional em função da qualificação de crédito que possa obter o negócio;
- r_x: risco de câmbio;
- r_t: Adicional por risco tamanho, se aplicável.

O período a ser considerado para fixar o endividamento deve ser consistente com o nível de endividamento apropriado definido pela ação regulatória. Em geral, dívidas a prazos maiores estão vinculadas com "maturities" de prazos mais longos e taxas mais elevadas. Existem equilíbrios que são difíceis de determinar de forma precisa. Por esses motivos, a tendência predominante consiste em utilizar, na eleição do instrumento de dívida livre de risco, o mesmo valor da "duration" (e por conseqüência a mesma "maturity") que o utilizado no cálculo do CAPM. Essa é a simplificação adotada habitualmente e considerada no caso sob análise.

Para a execução do CAPM de dívida é necessário definir os seguintes parâmetros:

A. **Taxa livre de risco em moeda dos EUA (r_f)**: utiliza-se a média aritmética das médias semanais do rendimento do bônus do tesouro dos EUA, utilizado para a determinação do CAPM, utilizando igual período de média.

B. **Adicional por risco local (r_p):** utiliza-se o mesmo valor que na determinação do CAPM.

C. **Adicional por risco de câmbio (r_x):** utiliza-se o mesmo valor que na determinação do CAPM.

D. **Adicional por risco de crédito (ss):** é utilizada a diferença entre o "spread" sobre a taxa livre de risco requerido nos EUA, para títulos comerciais de qualificação de crédito [ba2/BBB-] (qualificação creditícia segundo Moody´s e Standard & Poors) e "maturity" de 10 anos, e o valor considerado como "risco país".

Quando se utiliza um CAPM de dívida clássico (não internacionalizado), adiciona-se à taxa livre de risco o "spread" corporativo, correspondente à "maturity" selecionada e à qualificação do negócio. No caso de empresas de serviços públicos reguladas, o regulador exige habitualmente qualificações de "investment grade".

Na maioria dos países da América Latina, a qualificação do governo não atinge o nível de "investment grade". Porém, algumas empresas de serviços públicos ultrapassam a qualificação do país, pelo menos para os instrumentos de dívida nomeados em moeda local. Esse é o caso de algumas empresas de serviços públicos do Brasil, que têm qualificação baa3 quando, para a mesma agência qualificadora de risco, os bônus soberanos têm nível identificado como B2.

Ao ser analisada a qualificação de crédito, na escala nacional (fonte de informação: o "website" da Moodys), observa-se que as empresas de serviços públicos resultam com qualificações muito altas. Isso significa que, no âmbito do país, o risco dessas empresas é muito menor que o associado a outras companhias que operam no Brasil. Assume–se então que uma qualificação razoável, para uma concessionária distribuidora de gás canalizado operando no Brasil, está no intervalo definido pela qualificação baa3/BBB- e a qualificação de crédito do país. Nos últimos 5 anos, o Brasil tem sido qualificado no patamar B1–B2 / B^+–B.

Para determinar o "spread" sobre a taxa livre de risco são utilizadas informações das qualificadoras Standard & Poor's, Moody's ou Reuters Evaluators, que são as que elaboram matrizes dos valores de "spread", a partir de bônus corporativos de distintas qualificações e maturação, e taxa livre de risco.

3.3.3 Estrutura de capital. Determinação do w_d.

Para a determinação do nível de endividamento apropriado é realizada uma análise de "benchmark" financeiro no âmbito regional (Brasil e América Latina) e internacional, referido a empresas de distribuição de gás canalizado. É importante levar em consideração também valores definidos com finalidades tarifárias, por outros reguladores desses serviços.

A partir dessas informações pode ser definido uma banda ou intervalo de valores aceitáveis, da estrutura de capital, para a determinação desse parâmetro, no processo da revisão tarifária. Levando em consideração o estabelecido nos Contratos de Concessão, é comparado o nível de endividamento, informado por cada concessionária, no ano imediatamente anterior à data da revisão, com o intervalo definido como *razoável*. Se o valor declarado pertence a esse intervalo, é considerado como a estrutura de capital apropriada para a definição do custo de capital. Se esse não for o caso, adota-se o extremo do intervalo de "razoabilidade" mais próximo, ao valor declarado pela distribuidora, como a estrutura de capital apropriada.

A análise deve ser realizada considerando o nível de alavancagem resultante da avaliação do patrimônio, segundo os registros contábeis da empresa (valor de livros), e não o valor de mercado. Devem ser levados em consideração os passivos gerados pelos financiamentos.

É determinado assim um intervalo de endividamento razoável ou aceitável de 40 a 50% do total do capital, com base nas considerações apresentadas a seguir:

Um estudo de "benchmark" no âmbito regional (que considerou empresas brasileiras, excluindo as concessionárias de gás canalizado, empresas argentinas antes da crise do ano 2002 e do Chile) indica que o nível de endividamento está no intervalo de 28 a 49%.

Também foi realizada uma análise de "benchmarking", sobre a amostra de empresas utilizada para a determinação do "beta". O valor do endividamento para esse conjunto de companhias do setor de gás canalizado dos EUA, segundo o mencionado relatório de Ibbotson Associates, é de 42 a 43%.

É importante mencionar alguns antecedentes regulatórios. Na revisão tarifária das empresas transportadoras e distribuidoras de gás canalizado, realizada em 1997, o ENARGAS da Argentina definiu um nível de endividamento de 42%. Na mais recente revisão da Transco, do Reino Unido, o OFGEM utilizou o valor de 62,5%. A ANEEL, no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, iniciado neste ano, considera o valor de 50%.

3.3.4 Determinação do custo nominal médio ponderado de capital (WACC) e conversão em termos reais

A partir das determinações dos parâmetros k_e, k_d e w_d é calculado o valor do custo de capital nominal após os impostos. É importante salientar que deve ser considerada uma taxa real após os impostos, já que os Contratos de Concessão contemplam a indexação das tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado.

Para realizar a conversão do valor nominal obtido em termos reais, é necessário conhecer a inflação futura com a qual são descontados os instrumentos financeiros considerados na determinação, ou seja, a inflação com que se descontam os bônus do tesouro dos EUA a 10 anos (UST10), já que o rendimento desses títulos é nominal. Essa inflação representa a expectativa do mercado, ou seja, de todos os agentes da economia, e não está sujeita ao viés do tomador. Adicionalmente, fornece um valor relativamente estável ao longo do tempo.

A inflação utilizada para descontar os instrumentos financeiros varia segundo a "maturity" do instrumento. Para obter a inflação que descontam os bônus do tesouro dos EUA a 10 anos, utiliza-se o "spread" entre os rendimentos do bônus indexado por inflação a 10 anos (TIPS10, *Treasury inflation protection securities*) e o rendimento do UST10.

É importante salientar que o risco cambial, devido ao procedimento utilizado para sua estimativa, resulta expresso de forma nominal em termos da inflação externa e, portanto, não é necessário descontar a inflação local nesse componente.

3.4 O Fator X

Como já exposto, o Contrato de Concessão determina que a CSPE deve estabelecer um fator de eficiência (Fator X) para a Concessionária, que se manterá fixo para os 5 (cinco) anos subseqüentes à revisão, e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do ciclo. A CSPE considerará para calcular a tendência do incremento da eficiência (Fator X) da Concessionária: tendência histórica da eficiência da Concessionária; padrões internacionais de eficiência na indústria; índices de produtividade de longo prazo; economias de escala; e comparações com outras Concessionárias no Brasil.

A CSPE realizará uma determinação regulatória da redução dos OPEX que pode ser obtida por cada Concessionária, em cada ano do segundo ciclo tarifário, com base na análise do Plano de Negócios que seja aprovado pela Comissão na Revisão Tarifária, e das mudanças tecnológicas e na gestão do serviço de distribuição de gás canalizado que podem ser razoavelmente previstas para o segundo ciclo tarifário. Essa análise permitirá estabelecer uma evolução dos efeitos de novas tecnologias e procedimentos de gestão no valor anual dos OPEX, na medida em que esses custos estão apresentados com um nível apropriado de desagregação (por processo e atividade).

O Fator X será determinado pela CSPE de modo a refletir o impacto dessa variação dos custos operacionais no valor da Margem Máxima de cada ano. Nessa determinação será considerada também a experiência internacional aplicável, ou seja, casos de setores de distribuição de gás canalizado caracterizados por uma importância muito significativa das atividades de expansão dos serviços. A definição do valor do Fator X será consistente com o propósito da CSPE, de incentivar a expansão do serviço, no marco da viabilidade técnica e econômica das ações envolvidas para essa expansão.

3.5 Avaliação dos Investimentos Previstos nos Planos de Negócios das Concessionárias

O valor de P_0 a ser determinado pela CSPE incluirá os requisitos de CAPEX do Plano de Negócios, que finalmente seja aprovado pela Comissão. A experiência das revisões tarifárias das Concessionárias de transporte e distribuição de gás canalizado indica que as projeções futuras do CAPEX tendem a ser mais variáveis e mais específicas em relação as características do sistema, que os OPEX.

Essa característica dos CAPEX tem uma importância ainda mais acentuada no caso das condições atuais das distribuidoras de gás canalizado do Estado de São Paulo. Com efeito, tratam-se de empresas nas quais a atividade de expansão dos serviços será muito significativa no próximo ciclo tarifário e, portanto, a incidência dos CAPEX no valor da receita será elevada. Isso determina a necessidade de realizar uma análise de avaliação detalhada e precisa dos projetos incluídos no Plano de Negócios apresentado pela Concessionária.

Pelos motivos expostos, é fundamental, para a transparência e qualidade do processo regulatório, assegurar que o Plano de Negócios, apresentado pela Concessionária, seja estruturado de forma a incluir projetos de investimento específicos, claramente identificados, que estejam vinculados a metas físicas concretas e mensuráveis, de modo que a CSPE possa efetivamente monitorar a execução desse plano.

Com essa finalidade, a CSPE preparou as folhas de informações, incluídas no Anexo II desta Nota Técnica, que a Concessionária deverá apresentar, junto ao seu Plano de Negócios. Essas folhas contêm os elementos necessários para realizar uma avaliação apropriada, da viabilidade técnica e econômica de cada projeto incluído no plano, assim como da razoabilidade dos valores de receita, CAPEX e OPEX associados.

3.6 Determinação do Valor da Margem Máxima Inicial Mediante o Método de Fluxo de Caixa Descontado

Mediante a avaliação das informações incluídas no Plano de Negócios, a ser apresentado pela Concessionária, a CSPE determinará os valores do volume físico das vendas, dos custos operacionais (OPEX) e de investimentos (CAPEX), a serem considerados em cada ano do próximo ciclo tarifário. Esses valores, junto ao da Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao início do ciclo, são os considerados para a determinação do parâmetro P_0, mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado descrito a seguir.

3.6.1 A equação do Fluxo de Caixa Descontado

O método do "Fluxo de Caixa Descontado" (FCD) permite quantificar a gestão econômica da Concessionária, durante o ciclo tarifário, através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas, calculado a partir de:

- As projeções para o ciclo tarifário de custos operacionais (OPEX) e custos dos investimentos (CAPEX);
- O valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida ao início do ciclo tarifário: BRRLi;
- O valor da BRRL ao fim do ciclo tarifário: BRRLf, que é definido como o valor desse parâmetro ao início do ciclo mais os investimentos regulatórios líquidos (deduzidas as depreciações) realizados no ciclo;
- O valor "r_{wacc}" da taxa de retorno sobre o capital investido no ciclo tarifário, definido pela CSPE no processo de revisão tarifária.

Todos esses parâmetros são determinados em termos reais.

O montante AFC(t) do fluxo de caixa de cada ano "t" do ciclo tarifário pode ser expresso como:

$$\mathbf{AFC(t) = REC(t) - OPEX(t) - CAPEX(t) - ODESP(t)} \quad (1)$$

Sendo:

REC(t): valor da receita da Concessionária pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, calculada a partir do valor da Margem Máxima do ano (MM(t), igual ao P_0, em termos reais) e do volume das vendas do ano;

OPEX(t): o valor dos custos operacionais de prestação do serviço associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária;

CAPEX(t): o valor dos investimentos requeridos para a prestação do serviço, nas condições estabelecidas no Contrato de Concessão, associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária;

ODESP(t): o valor das outras despesas (incluindo impostos) do ano t.

Nos termos acima definidos, a equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) pode ser expressa como indicado a seguir:

BRRLi – VPL (BRRLf) = VPL(AFC) (2)

Sendo:

- **BRRLi** e **BRRLf** os valores da Base de Remuneração Regulatória líquida ao início e ao fim do ciclo tarifário já definidos;
- **AFC** o valor do fluxo de caixa da **Concessionária** do segundo ciclo tarifário, composto pelos montantes de receita e despesas de cada ano associados ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na Revisão Tarifária;
- **VPL (AFC)** é o valor presente líquido desses montantes, descontados à taxa de retorno **(r_{wacc})** do serviço de distribuição de gás canalizado, para esse período, definida pela CSPE na revisão tarifária.

O conceito essencial da equação do FCD é que o Valor Presente Líquido (VPL) da receita é determinado de forma que o valor dos fluxos de caixa anuais (AFC(t)), descontados à taxa de retorno definida para o ciclo tarifário (r_{wacc}), seja igual ao valor da BRR líquida ao início do ciclo (o valor da BRRL ao fim do ciclo é igual ao VPL dos fluxos de caixa antecipados para o ciclo seguinte ao analisado, na hipótese que a metodologia é aplicada indefinidamente em cada revisão tarifária). Em outras palavras, a receita permitida é calculada de forma a permitir à Concessionária obter um retorno sobre o capital investido igual ao valor regulatório do custo de capital determinado na revisão tarifária.

3.6.2 Determinação do parâmetro P_0

A equação (2) permite expressar P_0 como:

$$P_0 = \frac{BRRLi - \dfrac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \displaystyle\sum_{t=1}^{t=5} \frac{OPEX(t)+CAPEX(t)+ODESP(t)}{(1+r_{wacc})^t}}{\displaystyle\sum_{t=1}^{t=5} \frac{V(t)}{(1+r_{wacc})^t}}$$

Todos os parâmetros da equação têm valores predeterminados. O valor de P_0 é a solução da equação do FCD, o que permite definir a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada à revisão tarifária. Essa condição assegurara à Concessionária que esta poderá ter um retorno, sobre seus investimentos, igual ao valor determinado do custo de capital, na medida que sua gestão seja pelo menos tão eficiente como a definida pelos valores de OPEX, determinados segundo os procedimentos expostos nesta Nota Técnica.

3.6.3 O Fluxo de Caixa Descontado e o Equilíbrio Econômico-Financeiro da Concessão

O cumprimento das relações entre os parâmetros da equação do FCD assegura a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, definida na revisão tarifária. A equação do FCD é então uma ferramenta essencial da revisão tarifária, já que permite restabelecer essa condição de equilíbrio durante o ciclo seguinte à revisão, se ocorrer alguma circunstância que a altere. Isso pode acontecer por motivos diversos, tais como o descumprimento das metas físicas do Plano de Negócios aprovado pela CSPE na revisão, normas ou resoluções emitidas pelo Poder Concedente que impliquem custos operacionais ou de investimentos não previstos etc.

A equação do FCD permite também estabelecer "trajetórias regulatórias" ou "glide paths" para a implementação gradual dos resultados da revisão tarifária nas tarifas a aplicar no ciclo seguinte, se a CSPE considerar necessária ou conveniente a adoção dessa alternativa. Isso pode ser realizado através da definição de combinações dos valores do parâmetro P_0 e do Fator X, incorporando previamente este fator ao valor da Receita em cada ano em que é aplicado o reajuste contratual. Os valores do P_0 e do X são determinados de forma que seja cumprida a equação do FCD.

O método do FCD também permite restabelecer, de forma objetiva e transparente, essa condição de equilíbrio econômico-financeiro, caso ela venha a ser alterada pelo descumprimento das metas físicas do Plano de Negócios da Concessionária, aprovado na Revisão Tarifária.

3.7 Propostas de Modificações na Estrutura Tarifária

As folhas de informações, referentes a custos operacionais (OPEX) e Base de Ativos, a serem completadas e apresentadas pelas Concessionárias, que compõem seus Planos de Negócios, permitirão alocar seus custos e ativos por atividades, por nível de pressão de fornecimento de gás, segundo sejam fixos ou variáveis, etc. Como já indicado, a determinação detalhada de custos por processos e atividades e o método a ser utilizado para a definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR) permitem também determinar valores de referência de custos operacionais (OPEX) e custos de investimentos (CAPEX), assim como classificar esses custos por atividades, por nível de pressão de fornecimento de gás, segundo sejam fixos ou variáveis, com um adequado nível de precisão.

Desse modo, os OPEX e CAPEX podem ser alocados entre as diferentes categorias tarifárias, aplicando os critérios estabelecidos no Contrato de Concessão e no Anexo IV, pelos quais a CSPE avaliará essa estrutura. Esses valores serão então considerados como base para a efetiva implementação das modificações na estrutura tarifária, a serem realizadas na revisão tarifária.

Segundo o previsto no Contrato de Concessão, a Concessionária deverá apresentar uma proposta de estrutura tarifária, associada ao valor do parâmetro P_0, aprovado pela CSPE no processo de revisão tarifária. A Comissão avaliará a razoabilidade dessa proposta e poderá introduzir as modificações e ajustes que considere apropriados.

Para poder realizar essa análise, de forma apropriada, é fundamental conhecer, com a maior precisão possível, as modalidades de consumo representativas das diferentes categorias tarifárias e grupos de usuários. A ferramenta que permite definir essas modalidades é a curva de carga ou consumo diário de cada classe ou segmento. A Concessionária deverá apresentar então, junto a seu Plano de Negócios, as informações mais apropriadas disponíveis com relação às curvas de consumo representativas de segmentos de usuários.

As características das curvas de consumo, assim como os valores dos OPEX e CAPEX, classificados por processos e atividades e níveis de pressão, permitirão avaliar os procedimentos e métodos de alocação de custos, entre segmentos de usuários , utilizados pela Concessionária na estrutura tarifária proposta. Será analisada a consistência regulatória dessa proposta, ou seja, o cumprimento dos critérios estabelecidos no Contrato de Concessão. Como conseqüência dessa avaliação, poderão ser definidos ajustes ou modificações na estrutura proposta e nos valores tarifários de cada categoria.

3.8 Tratamento Regulatório da Qualidade do Serviço

Os Contratos de Concessão para distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo contêm normas bem específicas em matéria de parâmetros de qualidade do produto fornecido e do serviço prestado, seja quanto aos aspectos técnicos, seja quanto ao atendimento comercial (prazos máximos para solução de reclamações, possibilidade de efetuar trâmites por modalidades que representem maior grau de conforto etc.). Essas normas estão detalhadas no Anexo 2 de cada contrato.

O conceito da qualidade do serviço tem importância fundamental do ponto de vista regulatório. Com efeito, não é possível determinar tarifas apropriadas sem definir, de uma maneira precisa, o produto ou serviço que o usuário recebe por essas tarifas.

Mas a definição dos níveis de qualidade ainda é insuficiente. O Regulador tem também a responsabilidade essencial de verificar se, na realidade, os usuários estão recebendo efetivamente um serviço da qualidade estabelecida nessas normas.

É imprescindível então que o enfoque regulatório da revisão inclua:

- A revisão dos indicadores de qualidade e valores limite adotados, em concordância com a redefinição do Plano de Qualidade estabelecido pela CSPE;
- A revisão das fórmulas e procedimentos de cálculo associados a esses indicadores;
- A efetiva medição e verificação desses indicadores para cada usuário individual;
- A forma de ressarcimento aos usuários afetados, quando aplicável;
- A revisão dos procedimentos de monitoramento dos indicadores.

O mercado de "software para utilities" alcançou um desenvolvimento que permite contar com vários sistemas de informação da gestão (SIG) que tornam possível o cumprimento de todas as funções de suporte do ciclo comercial, assim como a gestão das anomalias no fornecimento de gás canalizado que recebem os usuários (interrupções no serviço e outras perturbações), com altíssima confiabilidade.

Esses SIG constituem ferramentas de gestão imprescindíveis para uma "utility" e, ao mesmo tempo, permitem realizar uma medição efetiva da qualidade do serviço técnico e comercial que recebe cada usuário da empresa. Por esse motivo, considera-se que a regulação aplicável à atividade deve reconhecer o investimento e os gastos de operação associados a sua incorporação.

Do ponto de vista da gestão do Regulador, a efetiva implantação dos SIG tem uma importância fundamental. Os SIG permitem realizar o acompanhamento das atividades comerciais e de gestão de reclamações para cada usuário individual e são facilmente "auditáveis". A utilização destes sistemas permite então medir, de uma forma efetiva, a qualidade do serviço que recebe cada um dos usuários do serviço monopolista, tanto nos aspectos "técnicos" como nos comerciais, fazendo possível o cumprimento desse compromisso essencial do Regulador.

A CSPE poderá comprovar a veracidade das informações dos SIG utilizando técnicas de amostragem.

3.9 Tratamento Regulatório das Receitas Extra-Concessão

3.9.1 Introdução

É conveniente que o marco regulatório do serviço básico de distribuição de gás canalizado incentive o desenvolvimento das atividades complementares e adicionais ou "não correlatas" (a seguir identificadas com a sigla "ANC"), na medida em que isto represente um incremento na eficiência da alocação de recursos, cujos efeitos positivos sejam transferidos aos usuários. Ao mesmo tempo, deve-se assegurar que, no desenvolvimento das ANC, sejam cumpridos os seguintes elementos:

- Sob nenhuma circunstância deve acontecer que a qualidade do serviço básico seja afetada negativamente, como conseqüência da realização de alguma ANC. Isto requer identificar e avaliar os riscos técnicos, econômicos e financeiros que a execução das ANC possa ter sobre o serviço básico, assim como adotar as providências necessárias para eliminar esta possibilidade.

- O enfoque regulatório deve promover o aproveitamento ao máximo dos efeitos positivos (economias de escopo) que o desenvolvimento de uma ou mais ANC podem ocasionar na gestão da empresa prestadora do serviço básico, assim como que estes efeitos resultem em uma maior eficiência nessa gestão, que beneficie os usuários.
- Não devem existir subsídios cruzados entre o serviço básico e as ANC; por isso o prestador do serviço deverá realizar de forma separada a alocação de ganhos, custos e resultados econômicos de cada atividade que desenvolva.

A metodologia descrita de forma detalhada no Anexo V desta Nota Técnica é baseada em conceitos de regulação por incentivos, análogos aos empregados para a regulação do serviço de distribuição de gás canalizado. São definidos "ex-ante" os ganhos presumidos do prestador do serviço, na exploração das atividades não correlatas, assim como os critérios de alocação desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço básico.

Para a implementação efetiva dessa metodologia deve ser considerada a condição de cada Concessionária na data da Revisão Tarifária, já que a análise "ex-ante" é específica para cada ANC. Adicionalmente, no caso em que uma Concessionária inicie a execução de uma ANC durante o segundo ciclo tarifário, as receitas presumidas acumuladas serão consideradas na definição do valor do parâmetro P_0 do terceiro ciclo.

A metodologia proposta poderá ser complementada ou substituída pela aplicação de enfoques "ex-post", baseados na contabilidade regulatória, nos casos em que as características da ANC e/ou as circunstâncias de sua execução determinem a conveniência desses métodos alternativos.

A seguir é descrito o tratamento regulatório proposto para as ANC.

3.9.2 Classificação das ANC

São identificados os tipos de ANC descritas a seguir:

- Atividades "complementares livres". Estão destinadas aos usuários diretamente vinculados ao serviço regulado e para sua realização se utilizam principalmente os ativos com que conta a empresa. Incluem-se nesta categoria tarefas como medições ou faturamentos especiais, ligações adicionais de reserva para incrementar a qualidade do serviço, reparos de emergência nas instalações de gás interiores dos usuários etc. Em geral, estas atividades são realizadas por solicitação dos usuários e sua execução não requer investimentos específicos significativos.
- Atividades "adicionais livres". São atividades cuja execução envolve o uso de instalações da empresa, incrementando seus negócios correntes, mas sem chegar a se constituir num ramo de negócios separado. São casos representativos os serviços de comunicações através de uma rede própria da empresa, o processamento de dados da gestão comercial e a impressão de documentos comerciais de outras empresas, a cobrança de serviços prestados por outras empresas, impostos ou contribuições sob convênios especiais. Esses serviços estão destinados fundamentalmente a terceiros e sua prestação pode implicar a realização de investimentos específicos de certa significância em relação aos requeridos para atender o serviço básico.
- Atividades "conjuntas". São atividades empreendidas por decisão própria da empresa e que podem não estar sujeitas à regulação ou estarem reguladas por uma autoridade distinta daquela que regula o serviço de distribuição de gás canalizado. Referem-se a serviços destinados a terceiros, que são prestados em concorrência ou sob o controle regulatório de outras agências ou jurisdições, que requerem a utilização de ativos adicionais específicos e que, em geral, compartilham alguns serviços de apoio com o serviço básico.

3.9.3 Princípios básicos da ação regulatória

Como já indicado, a proposta é baseada na realização de uma avaliação "ex-ante" da ANC, introduzindo conceitos da regulação por incentivos análogos aos empregados para a regulação do serviço básico. O enfoque de avaliação "ex-ante" é baseado na definição de ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das ANC, assim como de critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço básico.

A afetação ou incidência das ANC no serviço básico é determinada mediante a definição de parâmetros típicos representativos do uso dos ativos ou serviços de apoio desse serviço básico, que permitam quantificar os efeitos dessa utilização sobre os ganhos e seus custos associados. Com essa finalidade, realiza-se uma avaliação "ex-ante" das ANC a serem desenvolvidas; complementada com revisões periódicas que visam corrigir eventuais distorções na definição dos parâmetros típicos. Em todos estes processos aplicam-se mecanismos de incentivo à eficiência semelhantes aos próprios da regulação do serviço básico.

3.9.4 Etapas da ação regulatória

A ação regulatória consiste nas etapas indicadas a seguir:

i. Definição da informação relevante

A CSPE deverá dispor das informações relativas às ANC a serem desenvolvidas que permita identificar claramente o alcance de cada uma delas e avaliar eventuais impactos do desenvolvimento desta no serviço de distribuição de gás canalizado.

É necessário identificar com precisão a condição inicial deste assunto para cada concessionária de distribuição de gás canalizado. Com essa finalidade, a Concessionária deverá apresentar à CSPE as seguintes informações:

- Atividades não correlatas ao serviço básico que executam atualmente: descrição de seu alcance;
- Identificação precisa dos recursos (ativos) relativos à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado envolvidos na execução de cada ANC;
- Plano de ação atualizado da empresa distribuidora de gás canalizado para assegurar que, em qualquer circunstância, a continuidade e a qualidade do serviço básico não serão afetadas pela execução da ANC.

ii. Análise e avaliação das informações apresentadas

A partir das informações contidas na apresentação, a CSPE procederá à identificação e valoração dos eventuais riscos de natureza técnica que a ANC pode introduzir sobre o serviço básico, ou seja, a análise de se a segurança e a qualidade (confiabilidade) do serviço de distribuição de gás canalizado podem ser afetadas.

A análise a realizar pela CSPE deve permitir:

- Avaliar a incidência da realização da ANC na utilização da estrutura organizacional e de recursos humanos da empresa, atribuídos total ou parcialmente ao serviço básico.
- Identificar e valorar os eventuais riscos de natureza econômica e financeira que a ANC pode introduzir sobre o serviço básico. Neste sentido, será analisado se a execução da ANC pode chegar a afetar o patrimônio inerente ao serviço básico.

A Concessionária deverá assegurar que, em caso de prejuízos ou inadimplência ou falência produzida pela ANC, o capital social e as reservas comprometidas com o serviço básico não serão afetados.

iii. Caracterização da ANC

Com a finalidade de definir a ação regulatória requerida, a CSPE procederá à caracterização da ANC. Para isso, poderá considerar a classificação apresentada nesta Nota Técnica.

iv. Definição de critérios e parâmetros para o tratamento regulatório do efeito da ANC no serviço básico

A CSPE determinará: a) os parâmetros técnicos e econômicos representativos do uso de ativos ou serviços de apoio da Concessionária; b) os valores numéricos a assumir para esses parâmetros; c) os critérios a aplicar, visando alocar resultados econômicos (positivos) entre a ANC e o serviço básico. Como já exposto, trata-se de uma determinação "ex-ante", que se traduz na definição de uma "Receita Presumida" (RP) pela realização da ANC. Para este fim, se consideram "valores de mercado" aplicáveis às alternativas dos eventuais empreendedores dessa ANC.

Embora o princípio de determinação "ex-ante" de uma receita presumida calculada a valores de mercado seja de alcance geral, sua modalidade de aplicação efetiva depende das características específicas de cada ANC. Não obstante, existem alguns aspectos básicos comuns a todos os casos, que é interessante levar em consideração nessa análise.

Assim, o caso da utilização de instalações e/ou processos que têm por finalidade básica a prestação de um serviço de infra-estrutura se origina, em geral, a partir da iniciativa de uma outra empresa, que opera em um ramo diferente daquele da concessionária do serviço básico, no sentido de compartilhar os meios físicos e operativos para ingressar em um mercado ou expandir sua presença no mesmo. Para essas "empresas entrantes", a utilização de elementos de infra-estrutura correspondentes a outros serviços, tais como as redes de comunicações, assim como a terceirização ("outsourcing") parcial ou total das atividades, tais como as do ciclo comercial, constituem-se em alternativas à prestação de seus serviços através dos meios físicos e operações próprios.

Para essas companhias entrantes existe um "custo de oportunidade" para cada caso, que resulta do cálculo dos custos de capital e exploração associados à prestação dos serviços com recursos próprios. É possível determinar esses custos com um nível razoável de precisão, tanto maior quanto mais competitivo seja o mercado de fornecimento dessas prestações (obra de implantação, processos comerciais etc.). Pode-se afirmar então que existem valores de mercado dessas prestações de serviço, a partir dos quais se determinará o tratamento regulatório do efeito da ANC no serviço básico. Esta determinação é específica para cada tipo de ANC, como se descreve no Anexo V.

Em cada um dos casos analisados no Anexo V, expõe-se o procedimento a ser aplicado com a finalidade de determinar a "Receita Presumida" (RP) da Concessionária pela execução da ANC. O montante da RP é determinado como o valor de mercado que teria o eventual prestador do segundo serviço para instalar sua própria infra-estrutura, que é seu custo de oportunidade, caso não realize um acordo com a Concessionária, referente à utilização dos elementos existentes para o serviço de gás canalizado.

3.10 Tratamento Regulatório dos Serviços Taxados

Os denominados "serviços taxados" são atividades prestadas pela Concessionária de distribuição de gás canalizado, diretamente vinculados a esse serviço básico, mas que, por suas características, não devem ser levadas em consideração na determinação das tarifas regulares desse serviço.

Com efeito, tratam-se de atividades cumpridas para os usuários do serviço de gás canalizado, originadas por requerimentos deles. São exemplos típicos dessas atividades o serviço de ligação de novos fornecimentos, a religação de serviços suspensos por falta de pagamento, aferição de medidores etc.

Os serviços taxados constituem atividades nas quais é possível identificar com precisão o usuário que gera os custos associados a sua execução.

Os argumentos expostos determinam dois conceitos essenciais da ação regulatória referente a esses serviços:

a) Devem ser definidos valores máximos a serem aplicados naqueles casos em que o usuário esteja obrigado a contratar a execução do serviço com a Concessionária. Esses valores serão determinados com base em custos eficientes de execução por parte da Concessionária;

b) O custo incorrido pela Concessionária na prestação de cada serviço deve ser pago pelo usuário que origina a necessidade de sua execução, e não pelos outros usuários em condição de atendimento regular. Em outras palavras, os custos desses serviços são OPEX da Concessionária que não devem ser levados em consideração na determinação do valor do parâmetro P_0.

No marco do processo de revisão tarifária, a CSPE procederá à análise dos valores vigentes para a execução dos serviços taxados e determinará os ajustes que sejam necessários, com base nos critérios anteriormente expostos. Em particular, tendo em conta o indicado no item "a", o enfoque metodológico a aplicar será o descrito no item 3.1 *Custos Operacionais (OPEX)* para a avaliação dos custos operacionais da Concessionária. Adicionalmente, a Comissão poderá realizar ajustes na caracterização de alguns serviços, incluídos atualmente na categoria de taxados, mas que a Concessionária cumpre em concorrência com outros fornecedores (tais como reparações nas instalações de gás canalizado dos usuários, por exemplo).

3.11 Pesquisa e desenvolvimento tecnológico

Em concordância com o Contrato de Concessão (Cláusula Oitava – Décima Primeira Subcláusula), caberá à Concessionária, implementar medidas que tenham por objetivo a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico do setor de gás canalizado, bem como programas de treinamento, enfocando a eficiência e segurança na construção, operação e manutenção do sistema de distribuição e do uso do gás, nos termos a serem estabelecidos em regulamentação expedida pela CSPE, que definirá níveis mínimos de faturamento para a obrigatoriedade da implementação desse tipo de medidas.

A fixação da Margem Máxima pela CSPE considerará montantes anuais relacionados com o desenvolvimento dessas medidas.

ANEXO I – CLÁUSULAS DO CONTRATO DE CONCESSÃO REFERENTES A TARIFAS DOS SERVIÇOS

As cláusulas Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira de cada Contrato de Concessão contêm as disposições referentes às tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado. A seguir é apresentado o texto de cada uma dessas cláusulas.

"**CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – CONDIÇÕES DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS**

Sexta Subcláusula - As tarifas-teto constantes das tabelas tarifárias, fixadas pela CSPE e vigentes na data de assinatura deste Contrato, passam a serem decompostas, sem alteração do seu valor final, em preço do Gás (Pg), preço do Transporte (Pt) e Margem de Distribuição (Md). O preço do Gás (Pg) e o preço do Transporte (Pt) poderão ser considerados agrupados quando os contratos de suprimentos vigentes assim o estabeleçam.

Sétima Subcláusula - Os valores das Margens de Distribuição (Md) serão reajustados com periodicidade anual, a contar da "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I. no primeiro reajuste, a data de assinatura deste Contrato; e

II. nos reajustes subseqüentes, a data de início da vigência do último reajuste

Oitava Subcláusula - A periodicidade de reajuste de que trata a Subcláusula anterior poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação assim permita, adequando-se a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - TARIFAS APLICÁVEIS, NO PRIMEIRO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

As tarifas-teto vigentes fixadas pela CSPE serão as consideradas para a aplicação na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no primeiro ciclo.

Subcláusula Única - O reajuste tarifário será aplicado sobre a Margem de Distribuição (Md) da "Data de Referência Anterior", conforme segue:

$$T = Pg + Pt + Md \cdot VP$$

Onde:

T = tarifa-teto vigente ;

Pg = preço do gás alocado à tarifa, observadas as Subcláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Pt = preço do transporte alocado à tarifa, observadas as Subcláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Md = margem de distribuição alocada à tarifa;

VP = índice de variação de preços obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado."

"CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - TARIFAS APLICÁVEIS, A PARTIR DO SEGUNDO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS".

As tarifas-teto a serem aplicadas na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão reguladas através de uma metodologia de margem máxima de distribuição doravante denominada Margem Máxima (MM), que dará à CONCESSIONÁRIA *oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre o seu investimento*.

Primeira Subcláusula – A metodologia visa permitir à CONCESSIONÁRIA a obtenção de receitas suficientes 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*.

Terceira Subcláusula - A CSPE regulará as tarifas de distribuição de gás canalizado, conforme segue:

I. inicialmente, fixando, para todos os anos do ciclo, uma Margem Máxima (MM) inicial;

II. a cada ano a Margem Máxima (MM) será reajustada de acordo com as *variações do índice de inflação e de um fator de eficiência*;

III. ao final de cada ano, a Margem Obtida será calculada e comparada com a Margem Máxima (MM) aprovada pela CSPE; se a Margem Obtida for maior que a Margem Máxima (MM), a CSPE compensará a diferença, reduzindo a Margem Máxima (MM) a ser aplicada no ano seguinte;

IV. ao final de cada ciclo serão revistos os parâmetros utilizados, com base na previsão para o próximo ciclo, determinando-se, em conseqüência, nova Margem Máxima (MM) inicial;

V. os parâmetros utilizados no cálculo da Margem Máxima (MM) inicial para cada ciclo *não considerarão rentabilidades obtidas em ciclos anteriores*; e

.....

Quarta Subcláusula - A Margem Máxima (MM t) para o ano t do ciclo será expressa em Reais por m^3 e será calculada conforme segue:

MM t = P t + K t , sendo:

P t = P t - 1 [1 + (VP - X)]

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: fator de eficiência (percentual);

P t: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P_0), expresso em reais por m^3, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t ;

P_0 : valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P_1 é igual ao de P_0 ; e

K t : Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m^3.

Quinta Subcláusula – A CSPE aprovará P_0 após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à CONCESSIONÁRIA, no ciclo, e levando em conta os seguintes fatores:

I. estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; e

II. a oportunidade para a CONCESSIONÁRIA obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.

Décima Subcláusula - Para permitir à CONCESSIONÁRIA a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE levará em conta:

1. a razão dívida/capital próprio da CONCESSIONÁRIA; e

2. o custo de oportunidade do capital.

Décima Primeira Subcláusula - A CSPE considerará, entre outros, para determinar o custo de oportunidade do capital:

1. a rentabilidade de empresas similares no País e em outros países; e
2. as condições de rentabilidade para os investimentos no País.

Décima Segunda Subcláusula - A CSPE, na análise de rentabilidade, tomará como base modelos de análise de risco financeiro, geralmente, utilizados no mercado.

Décima Terceira Subcláusula - A Margem Máxima (MM) será reajustada anualmente de acordo com as variações do índice de inflação (VP), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado.

ANEXO II - ESTRUTURA BÁSICA DE SOLICITAÇÃO DE INFORMAÇÕES DO PLANO DE NEGÓCIOS

INTRODUÇÃO

Neste documento apresenta-se o formato para a estrutura do Plano de Negócios que as concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo deverão apresentar no marco do processo de revisão tarifária.

Os conteúdos do Plano de Negócios devem refletir o planejamento detalhado da gestão global prevista pela Concessionária para o próximo ciclo tarifário, contendo um conjunto de informações que permitam o adequado desenvolvimento do processo da Revisão Tarifária.

As informações solicitadas deverão ser atendidas nos quesitos aplicáveis, ajustando-se às características de cada concessão. No caso específico da Concessionária COMGÁS, conforme a Portaria CSPE N° 246, de 1º. de agosto de 2003, o pedido de informações à concessionária foi efetivado em 22 de agosto de 2003.

Cada grupo de informações, que a Concessionária deve fornecer na apresentação de seu Plano de Negócios, tem associado um período de tempo ou uma data específica.

Para os parâmetros referentes à gestão prevista pela Concessionária, o período básico considerado é aquele definido pelos segundo e terceiro ciclos tarifários, segundo o estabelecido no Contrato de Concessão.

Para as informações necessárias para subsidiar o processo de revisão tarifária é indicado em cada caso o período específico da solicitação.

PARÂMETROS CONSIDERADOS

As definições dos parâmetros técnicos e econômicos consideradas neste pedido de informações são consistentes com as incluídas no Plano de Contas estabelecido pela Portaria CSPE N° 22, de 19 de novembro de 1999.

PREMISSAS E OBJETIVO DAS INFORMAÇÕES

Segundo o previsto no Contrato de Concessão, a Concessionária deverá fornecer à CSPE um Plano de Negócios que contenha, dentre outras, as seguintes informações:

a) Valor da base de ativos da empresa, conforme o Plano de Contas;

b) Plano de Investimento (físico e financeiro), incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações;

c) Receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros;

d) Informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído;

e) Projeções de gás canalizado a ser distribuído;

f) Custo médio ponderado do capital projetado.

O objetivo básico da solicitação é dispor da informação necessária, visando definir as tarifas-teto a serem aplicadas no segundo ciclo tarifário pela Concessionária, mediante a margem máxima de distribuição (MM).

Adicionalmente, a informação solicitada tem como objetivos complementares:

- Estabelecer um procedimento básico extensivo às Concessionárias para construir um conjunto de informações comparáveis que permitam alcançar, no processo de revisão tarifária, os objetivos e princípios tarifários estabelecidos no Contrato de Concessão;

- Avaliar as projeções do negócio (vendas, custos, investimentos e outros), tanto mediante técnicas que se apóiam na análise da informação histórica própria da Concessionária, bem como por meio de referências nacionais e internacionais, adequadamente ajustadas à realidade da prestação do serviço no Estado de São Paulo;
- Apresentar um grau de agregação e desagregação da informação que permita avaliar apropriadamente a atividade da Concessionária;
- Dispor de informação compatível com o Plano de Contas, o que permitirá avaliar a sua adequação no tempo;
- Permitir a configuração de uma base de dados suficiente para assegurar a qualidade dos resultados do processo de revisão.

ESTRUTURA DO PLANO DE NEGÓCIOS

Os conteúdos essenciais do Plano de Negócios serão apresentados com base na estrutura descrita a seguir:

1- Objetivos estratégicos da Concessionária para o segundo e terceiro ciclos tarifários;

2- Estratégias adotadas para alcançar os objetivos definidos;

3- Descrição da evolução recente e situação atual da concessão;

4- Descrição da evolução prevista do mercado;

5- Receitas previstas;

6- Plano de investimentos;

7- Custos de aquisição de gás e de transporte de gás;

8- Custos e despesas operacionais;

9- Custos e despesas não operacionais e financeiros;

10- Custo do capital e impostos;

11- Cenário macroeconômico.

Nos parágrafos a seguir são apresentados os aspectos mais relevantes associados a cada um desses itens.

<u>Objetivos estratégicos da Concessionária para o segundo e terceiro ciclos tarifários</u>

O Plano de Negócios deverá descrever e justificar os objetivos estratégicos da Concessionária para o período indicado (segundo e terceiro ciclos tarifários), em termos de:

a- Cobertura de mercado: áreas geográficas e segmentos de usuários;

b- Produtos e serviços regulados;

c- Concorrência e penetração em relação aos energéticos substitutos;

d- Novos produtos e serviços a oferecer.

<u>Estratégias adotadas para alcançar os objetivos definidos</u>

A Concessionária deverá descrever de forma explícita os aspectos essenciais das estratégias e ações estabelecidas para alcançar os objetivos definidos, referentes às seguintes áreas:

a- Aquisição de gás e de transporte de gás;

b- Investimentos;

c- Operação e manutenção da rede de distribuição de gás canalizado;

d- Gestão comercial;

e- Direção, supervisão e controle da gestão geral;

f- Sistemas de informação de gestão;

g- Gestão de recursos humanos, incluindo rotatividade e capacitação do pessoal;

h- Novos produtos e serviços;

i- Gestão da Qualidade.

Descrição da evolução recente e situação atual da concessão

A Concessionária deverá descrever a evolução da concessão e a situação atual, fornecendo as informações conforme os períodos requeridos em cada item a seguir. Essas informações deverão ser apresentadas cumprindo estritamente os procedimentos e formatações estabelecidos nos respectivos Apêndices, quando citado. As datas indicadas a seguir têm caráter ilustrativo e correspondem ao processo de revisão tarifária da Concessionária COMGÁS.

a- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referente ao repasse de custos de aquisição de gás e de transporte de gás. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003;

b- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referentes à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003;

c- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) decorrentes da prestação dos serviços taxados (atividades correlatas) e das atividades não correlatas, quando couber. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003;

d- Para cada subsistema: volume consumido, áreas geográficas servidas e número de usuários por segmento (Apêndice PN-I);

e- Demanda máxima anual (em m^3/dia) de cada segmento de usuários;

f- Volume máximo atingido no consumo diário em cada ano, segregado por segmento de usuários (em m^3);

g- Volume diário máximo atingido em cada ano (em m^3) em cada estação de controle de pressão (ECP);

h- Estudo das curvas de carga referentes aos diversos segmentos de usuários e sistemas da concessionária;

i- Detalhamento, para cada mês do período, dos usuários atendidos, indicando o número de usuários e o consumo associado, por classe volumétrica e por região geográfica atendida pela Concessionária, para as classes consideradas na estrutura tarifária. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003;

j- Descrição das instalações físicas da Concessionária – em 30 de junho de 2003(Apêndice PN-I);

k- Apresentação da cartografia total da rede primária da empresa (em 30 de junho de 2003);

l- Custos e despesas operacionais da rede de distribuição de gás canalizado, identificando de forma separada os custos não recorrentes. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período 01 de janeiro de 2002 a 30 de junho de 2003 (Apêndice PN-III);

m- Perdas de gás nas redes de distribuição de gás canalizado (fugas, erros de medição etc.) em $m^{3.}$. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003;

n- Agências de atendimento comercial e número de usuários na área de atendimento, por agência – em 30 de junho de 2003;

o- Custos e despesas não operacionais e financeiros. São requeridos os valores anuais do período de 1999 a 2001 e os valores mensais do período de janeiro de 2002 a junho de 2003. Deverão ser apresentados conforme a Legislação Societária e Plano de Contas;

p- Evolução dos Demonstrativos Contábeis: Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, Demonstrações de Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstrações de Origens e Aplicações de Recursos. Essas informações deverão ser apresentadas conforme o estabelecido na Legislação Societária e no Plano de Contas – dos exercícios 1999 a 2002;

q- Para cada grupo de bens considerado no Plano de Contas, saldos dos ativos imobilizados em serviço e depreciação acumulada em 30 de junho de 2003.

Todos os valores monetários serão apresentados a preços correntes do ano correspondente.

Descrição da evolução prevista do mercado

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir, referidos ao mercado a ser atendido:

- Número de usuários ao final do ano, por sistema e áreas geográficas associadas e por classe tarifária;
- Vendas de gás, identificando as classes tarifárias, assim como os sistemas de distribuição e áreas geográficas associados;
- Capacidade contratada, identificando as classes tarifárias, assim como os sistemas de distribuição e áreas geográficas associados.

Receitas previstas

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) previstas referentes ao repasse de custos de aquisição de gás e de transporte de gás, com os preços definidos na Portaria vigente na data de solicitação;
- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referentes à prestação do serviço básico de distribuição de gás canalizado com a estrutura e valores tarifários vigentes na data da solicitação (considerando os descontos aplicados pela Concessionária);
- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) previstas para os serviços taxados e para cada uma das atividades “não correlatas” a serem desenvolvidas pela Concessionária.

Plano de Investimentos

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

Investimentos por projeto, identificando separadamente: a) as obras previstas na rede primária; b) as obras previstas na rede de distribuição; c) projetos referentes à gestão comercial; d) projetos referentes à estrutura central.

A apresentação dos investimentos previstos na rede primária e na rede de distribuição deverá ser realizada segundo os procedimentos e formatação estabelecidos no Apêndice PN-II e desagregando esses investimentos segundo esta classificação: a) investimentos conjuntos; b) investimentos associados a um dos segmentos de usuários existentes, ou seja, residencial, comercial, industrial, termoelétrica, cogeração, gás natural veicular (GNV).

Para cada projeto incluído no Plano de Investimentos deverá ser indicada a data efetiva de entrada em operação dos sistemas associados.

A Concessionária deverá apresentar os valores anuais de desativações de bens previstas no período (segundo e terceiro ciclos tarifários).

Custos de aquisição de gás e de transporte de gás

A Concessionária deverá apresentar e justificar as projeções para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Custos unitários de aquisição de gás;
- Custos unitários de transporte de gás.

Custos e despesas operacionais

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Custos e despesas operacionais dos ativos a serem incorporados, classificados segundo o mesmo critério exposto no item *Plano de Investimentos (CAPEX)*;
- Custos e despesas operacionais das instalações a serem renovadas;
- Volume das perdas de gás nas redes de distribuição (fugas, erros de medição) em m^3.

Para cada um dos itens de custos operacionais descritos, deverão ser apresentados de forma desagregada as componentes associadas às atividades indicadas a seguir:

- Operação e manutenção dos ativos;
- Gestão comercial (ciclo de leitura, faturamento e cobrança, atendimento comercial de usuários);
- Gestão da aquisição e transporte de gás;
- Serviços taxados;
- Atividades não correlatas.

A Concessionária justificará a finalidade (necessidade para a prestação do serviço da Concessionária) de cada processo e atividade, o âmbito físico de execução e os ativos envolvidos. Os ativos das redes de distribuição deverão ser desagregados por nível de pressão.

Custos e despesas não operacionais e financeiros

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos custos não operacionais e financeiros (incluindo, em particular, o capital de giro), segundo o estabelecido na legislação societária e Plano de Contas.

Custo do capital e impostos

A Concessionária deverá apresentar as informações descritas a seguir:

- Memória de cálculo detalhado do custo médio ponderado do capital projetado;
- Detalhamento dos impostos considerados na gestão econômico-financeira do período: IRPJ, CSSL, ICMS e outros.

Cenário macroeconômico

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos principais indicadores que caracterizam o cenário macroeconômico considerado: PIB nacional, regional e setorial, consumo por setor de atividade, investimento, IPCA, IGP-M, taxa de câmbio, taxa de juros, condições de financiamento etc.

Apêndice PN-I. Detalhamento dos ativos físicos para a base de ativos existentes

As informações dos ativos da rede de gás canalizado na data da indicada na solicitação devem ser detalhadas segundo o indicado no conjunto de planilhas identificado como "ATIVOS EXISTENTES". A seguir são apresentados os critérios considerados no desenho dessas planilhas e os procedimentos a serem cumpridos pela Concessionária para o preenchimento desses documentos.

Classificação dos ativos das redes de distribuição de gás canalizado

1. Os ativos das redes de distribuição são desagregados por subsistema, em:

a) Tubulações;

b) Válvulas;

c) ECP, ERM e estações de odorização.

2. Adicionalmente, em cada subsistema os ativos das redes de distribuição são desagregados por:

a) Nível de pressão e material de construção (aço, polietileno, ferro fundido);

b) Diâmetro (no caso das tubulações e válvulas);

c) Capacidade de transporte(no caso das ECP).

Classificação dos usuários

Os usuários são agrupados por subsistema, pressão de fornecimento e classe tarifária da estrutura vigente.

A seguir são indicadas as características mais relevantes de cada planilha do conjunto.

<u>Tubulações</u>

Em cada subsistema as tubulações são desagregadas por tipo de material, pressão e diâmetro.

<u>Válvulas</u>

A estrutura dessas planilhas é igual à definida para as planilhas de tubulações.

<u>Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização</u>

As ECP são desagregadas por vazões nominais, nível de pressão de operação e tipo de rede onde estão ligadas.

Se a rede da Concessionária apresenta casos particulares não previstos no desenho das planilhas (tais como ECP de relações de pressão não convencional etc.), a empresa deverá preparar planilhas específicas com a descrição dessas situações.

As estações de odorização deverão ser identificadas, com as respectivas vazões nominais.

<u>Usuários</u>

São as planilhas identificadas como:

"Usuários Residenciais": corresponde aos usuários residenciais por subsistema;

"Usuários Comerciais": corresponde aos usuários comerciais por subsistema;

"Usuários Industriais": corresponde aos usuários industriais por subsistema;

"Usuários GNV e Geração": corresponde aos usuários de gás natural veicular (GNV), cogeração e da geração termoelétrica por subsistema.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ANEXO PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

Tubulações **30 de Junho de 2003**

AP Aço 500 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	km									

AP Aço 250 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	km									

MP Aço 100 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	km									

MP Aço 55 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	km									

MP PE80 55 psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	km									

MP PE80 15 psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	km									

MP PE80 55 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	km									

MP PE80 15 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	km									

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

BP PE80 Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									

BP FF	Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE 2/7

ATIVOS EXISTENTES

Válvulas **30 de Junho de 2003**

AP Aço 500 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									

AP Aço 250 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									

MP Aço 100 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									

MP Aço 55 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									

MP PE80 55 psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Quantidade	Un									

MP PE80 15 psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Quantidade	Un									

MP PE80 55 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Quantidade	Un									

MP PE80 15 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Quantidade	Un									

BP PE80 Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Quantidade	Un									

BP FF	**Unidade**	**>30"**	**30" a >20"**	**20" a >16"**	**16" a >12"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ATIVOS EXISTENTES

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização **30 de Junho de 2003**

Tipo de Estação	Sigla	
ETC - Estação de Transferência e Custódia	ETC	City Gates
ECP-P - Estação de Controle de Pressão - Primária	ECP-P	
ECP-S - Estação de Controle de Pressão - Secundária	ECP-S	
ECP-D – Estação de Controle de Pressão - Distrital	ECP-D	
ERM-AP - Estação de Regulagem e Medição ligados em Alta Pressão	ERM-AP	
ERM-Out - Estação de Regulagem e Medição ligados em Outras Classes de Pressão	ERM-Out	
Outros Pontos de Monitoramento	Outros	

ECP-P Ligadas em 500 psig	Quantidade
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)
Até 10.000	
10.001 a 50.000	
50.001 a 130.000	
130.001 a 300.000	
> 300.000 (Especificar cada uma)	
> 300.000 (Especificar cada uma)	
> 300.000 (Especificar cada uma)	
……	

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ECP-P Ligadas em 250 psig	Quantidade
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)
Até 3.000	
3.001 a 10.000	
10.001 a 50.000	
50.001 a 130.000	
> 130.000 (Especificar cada uma)	
> 130.000 (Especificar cada uma)	
> 130.000 (Especificar cada uma)	
……..	

ECP-S Ligadas em 100 psig	Quantidade
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)
Até 3.000	
3.001 a 10.000	
10.001 a 50.000	
50.001 a 130.000	
> 130.000	

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE

ATIVOS EXISTENTES

Usuários Residenciais **30 de Junho de 2003**

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5 m^3		
6 a 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5 m^3		
6 a 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE

ATIVOS EXISTENTES

Usuários Comerciais **30 de Junho de 2003**

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5 m^3		
6 a 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5 m^3		
6 a 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE 6/7

ATIVOS EXISTENTES

Usuários Industriais **30 de Junho de 2003**

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano

Até 50 m^3		
51 a 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 130 m^3		
131 a 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários com Consumo > 500.000 m3	Consumo / Mês	Volume Vendido
Nome Consumidor	m3	m3/Ano

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE

ATIVOS EXISTENTES

Usuários GNV e Geração **30 de Junho de 2003**

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 1.000 m^3		
1.001 a 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		
50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	Volume Vendido
Classes/Volumes	(Qde.)	m3/Ano
Até 5.000 m^3		
5.001 a 50.000 m^3		

50.001 a 300.000 m^3		
301.000 a 500.000 m^3		

Usuários com Consumo > 500.000 m3	Consumo / Mês	Volume Vendido
Nome Consumidor	m3	m3/Ano

COGERAÇÃO

Usuários	Consumo / Mês	Volume Vendido
Nome Consumidor	m3	m3/Ano

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

TERMOELÉTRICA

Usuários	Consumo / Mês	Volume Vendido
Nome Consumidor	M3	m3/Ano

Apêndice PN-II. Detalhamento dos ativos físicos para o plano de investimentos

O conjunto de planilhas referentes ao Plano de Investimentos do período sob análise (segundo e terceiro ciclos tarifários) é denominado "PLANO DE INVESTIMENTOS". As planilhas desse conjunto estão referidas, em todos os casos, a um subsistema e a um ano do período. Para cada projeto do plano de investimentos associado a cada subsistema devem ser apresentadas as projeções de dez (10) anos a partir do ano da entrada em operação do projeto, mediante o preenchimento de uma planilha para cada ano do período.

A seguir são descritas as características particulares de cada planilha.

Planilha "Tubulações": Nos custos da rede devem ser considerados os custos de construção, desagregando custos de materiais e custos de obra, valores unitários e totais. Os materiais a serem incluídos são as tubulações e todas as peças adicionais, tais como curvas, T's etc. Os custos de construção devem incluir o custo do contrato de construção, com todos os materiais não específicos de gás (cimento etc.), o custo do projeto executivo, os custos de permissões, os custos de licenças ambientais etc. Não serão incluídos os custos de engenharia e supervisão de pessoal próprio, os que, ainda que sejam custos desses investimentos, são considerados no conjunto de informações nas planilhas de despesas.

Planilha "Válvulas": segue-se o mesmo critério já descrito para a planilha de "Tubulações". Os casos de válvulas especiais (se existir) devem ser apresentados de forma separada, numa planilha específica do mesmo formato para cada caso. Para os custos de construção deve-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações, exceto aqueles associados ao projeto como um tudo, tais como projeto executivo, permissões, licenças ambientais etc., os quais são considerados nos custos de tubulações.

Planilha "City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização": refere-se aos City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização. A classificação dessas instalações é por faixas de vazões nominais, além de nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção deve-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações, exceto aqueles associados ao projeto como um tudo, tais como projeto executivo, permissões, licenças ambientais etc., os quais são considerados nos custos de tubulações. Se for necessário contemplar casos particulares não considerados no desenho da planilha, a Concessionária apresentará planilhas específicas desses casos, no mesmo formato.

Planilhas referentes a Usuários: deve-se especificar em cada caso a quantidade de usuários e vazões planejados, além dos custos dos ramais. Nestas planilhas as informações devem ser desagregadas por faixas de vazões, nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção dos ramais devem ser considerados os critérios já expostos na descrição da planilha de "Tubulações", assim como os custos de projeto executivo, permissões, licenças ambientais etc. associados. Nos casos onde a quantidade de usuários atingidos é elevada, tais como projetos destinados ao fornecimento de grupos de usuários residenciais, devem ser informados valores médios dos custos. Para os grandes consumos (acima de 500.000 m^3 por mês), devem ser informados os custos específicos de cada ligação e a vazão planejada.

Na hipótese de a Concessionária não dispor ainda dos projetos a serem implementados ao final do ciclo com o grau de detalhe requerido pelas planilhas, solicita-se sejam fornecidos nos formatos mais próximos aos apresentados e a respectiva justificativa.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O PLANO DE INVESTIMENTOS

Tubulações **Região:** **Ano:**

AP Aço 500 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 55 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15psig	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP PE80 Inserção	**Unidade**	**240**	**180**	**150**	**125**	**110**	**90**	**63**	**50**	**40**
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

BP FF	Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	m									
Custo Unitario Obra	R$/m									
Custo Unitario Material	R$/m									
Custo Unitario Total	R$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O PLANO DE INVESTIMENTOS

Válvulas **Região:** **Ano:**

AP Aço 500 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 55 psig	**Unidade**	**20"**	**18"**	**16"**	**14"**	**12"**	**10"**	**8"**	**6"**	**4"**
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

MP PE80 em 55 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP PE80 Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
Custo Unitario Obra	R$/Un									
Custo Unitario Material	R$/Un									
Custo Unitario Total	R$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

BP FF	Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Um									
Custo Unitario Obra	R$/Um									
Custo Unitario Material	R$/Um									
Custo Unitario Total	R$/Um	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total	R$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O 3/7

PLANO DE INVESTIMENTOS

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização **Região:** **Ano:**

Tipo de Estação	Sigla	
ETC - Estação de Transferência e Custódia	ETC	City Gates
ECP-P - Estação de Controle de Pressão – Primária	ECP-P	
ECP-S - Estação de Controle de Pressão – Secundária	ECP-S	
ECP-D - Estação de Controle de Pressão – Distrital	ECP-D	
ERM-AP - Estação de Regulagem e Medição ligados em Alta Pressão	ERM-AP	
ERM-Out - Estação de Regulagem e Medição ligados em Outras Classes de Pressão	ERM-Out	
Outros Pontos de Monitoramento	Outros	

ECP-P Ligadas em 500 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-P)	(R$/ECP-P)	(R$/ECP-P)	R$
Até 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
130.001 a 300.000				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
……				0	0
				Subtotal R$	**0**

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ECP-P Ligadas em 250 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-P)	(R$/ECP-P)	(R$/ECP-P)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
.....				0	0
				Subtotal R$	**0**

ECP-S Ligadas em 100 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-S)	(R$/ECP-S)	(R$/ECP-S)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
> 130.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

ECP-S Ligadas em 55 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-S)	(R$/ECP-S)	(R$/ECP-S)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
> 50.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ECP-D Ligadas em 100 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-D)	(R$/ECP-D)	(R$/ECP-D)	R$
Até 1.000				0	0
1.001 a 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
> 10.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

ECP-D Ligadas em 55 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ECP-D)	(R$/ECP-D)	(R$/ECP-D)	R$
Até 1.000				0	0
1.001 a 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
> 10.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

ERM-AP Ligadas em 500 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ERM-AP)	(R$/ERM-AP)	(R$/ERM-AP)	R$
Até 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
130.001 a 300.000				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
……				0	0
				Subtotal R$	**0**

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

ERM-AP Ligadas em 250 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ERM-AP)	(R$/ERM-AP)	(R$/ERM-AP)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
> 130.000 (Especificar cada uma)				0	0
				Subtotal R$	**0**

ERM-Out Ligadas em 100 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ERM-Out)	(R$/ERM-Out)	(R$/ERM-Out)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
50.001 a 130.000				0	0
> 130.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

ERM-Out Ligadas em 55 psig	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/ERM-Out)	(R$/ERM-Out)	(R$/ERM-Out)	R$
Até 3.000				0	0
3.001 a 10.000				0	0
10.001 a 50.000				0	0
> 50.000				0	0
				Subtotal R$	**0**

Estações do Odorização	Quantidade	Custo Unitario Médio de Obra	Custo Unitario Médio de Material	Custo Unitario Médio Total	Custo Total

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Vazão Nominal (m3/dia)	(Qde.)	(R$/EO)	(R$/EO)	(R$/EO)	R$
(Especificar cada uma)				0	0
(Especificar cada uma)				0	0
(Especificar cada uma)				0	0
……				0	0
				Subtotal R$	**0**

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O 4/7

PLANO DE INVESTIMENTOS

Usuários Residenciais **Região:** **Ano:**

Usuários Ligados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 5 m^3					0	0	
6 a 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
					Subtotal	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Ligados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 5 m^3					0	0	
6 a 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários Ligados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Ligados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Ligados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O 5/7

PLANO DE INVESTIMENTOS

Usuários Comerciais **Região:** **Ano:**

Usuários Conectados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 5 m^3					0	0	
6 a 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 5 m^3					0	0	
6 a 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
301.000 a 500.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
301.000 a 500.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O 6/7

PLANO DE INVESTIMENTOS

Usuários Industriais **Região:** **Ano:**

Usuários Conectados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio / Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 50 m^3					0	0	
51 a 130 m^3					0	0	

131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 130 m^3					0	0	
131 a 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
301.000 a 500.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
301.000 a 500.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

ERM é a denominação geral, será medidor e válvula para Usuários pequenos em baixa pressão, até uma estação mais complexa nos consumos grandes.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

	Usuários com Consumo > 500.000 m3	Consumo / Mês	Pressão da Rede de Conexão	# Custo ERM	Custo Unitário / Metro de Ramal	Comprimento Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Volume de Venda Planejado
	Nome Usuário	m3	(psig)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	m3/ano
1							0	
2							0	
						Subtotal R$	**0**	0

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

APÊNDICE PN-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA O 7/7

PLANO DE INVESTIMENTOS

Usuários GNV e Geração **Região:** **Ano:**

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 1.000 m^3					0	0	
1.001 a 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano
Até 5.000 m^3					0	0	
5.001 a 50.000 m^3					0	0	
50.001 a 300.000 m^3					0	0	
301.000 a 500.000 m^3					0	0	
					Subtotal R$	**0**	0

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitario Médio ERM	Custo Unitario Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários	Volume de Venda Planejado
Classes/Volumes	(Qde.)	(R$/ERM)	(R$/m)	(m)	R$	R$	m3/ano

Apêndice PN-III. Detalhamento dos custos operacionais

As informações de despesas e ativos não específicos da rede de gás canalizado são solicitadas no conjunto de planilhas denominado "DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS". Esse conjunto está composto de dois grupos de planilhas, referentes a: (i) Quantidades e despesas de pessoal, por unidade de gestão; (ii) Despesas de materiais e serviços. Nos casos dos terrenos, ferramentas, veículos etc., devem ser apresentados os valores bruto e líquido do ativo (existente e previsto).

A seguir são descritas as características dos dois grupos de planilhas acima identificados.

Pessoal

São as planilhas identificadas como:

"Conselho e Presidência": referente à estrutura organizacional do Conselho e da Presidência;

"Diretorias (com pessoal centralizado)": referentes às Diretorias;

"Atendimento Comercial": referentes à estrutura organizacional do "Call Center" e das agências para o atendimento comercial dos usuários;

"Unidades de Operação e Manutenção": referentes à estrutura organizacional para operação e manutenção das redes de gás canalizado;

"Unidades de Controle e Supervisão de Obras": referentes à estrutura organizacional para o projeto e a execução das obras nas redes de gás canalizado.

A divisão em quadros tem o nível de desagregação apropriado para permitir identificar as funções dos grupos específicos de pessoal. Em cada quadro devem ser apresentadas as informações de quantidade de pessoal classificado por faixas de nível funcional, assim como as remunerações associadas, incluídos os encargos de qualquer origem. Na coluna de observações devem ser indicados aspectos tais como: localização da unidade, descrição resumida de tarefas quando for necessário etc.

A Concessionária poderá adequar os nomes e a desagregação dos níveis funcionais, de modo que seja refletida de forma apropriada a sua estrutura de pessoal. Do mesmo modo, poderá proceder para as denominações das diretorias, gerências, unidades etc.

A seguir são apresentados aspectos específicos de cada planilha.

- A planilha de "Diretorias" é genérica. Deverá ser apresentada uma planilha para cada Diretoria da Concessionária. Será aplicado o mesmo procedimento para as gerências e unidades dependentes de cada Diretoria. As informações a serem fornecidas deverão refletir apropriadamente a estrutura organizacional das unidades centralizadas que compõem cada Diretoria.
- A planilha de "Atendimento Comercial" deve refletir a estrutura organizacional adotada pela Concessionária para o atendimento comercial dos usuários. Adicionalmente, deve ser apresentada a estrutura centralizada para o atendimento de grupos de usuários específicos (grandes consumidores etc.), se existir. No caso das agências de atendimento comercial, deve ser indicada a sua localização e a quantidade de usuários na área atendida.
- A planilha "Unidades de Operação e Manutenção" é referente à estrutura organizacional da Concessionária para a operação e manutenção das redes de distribuição de gás canalizado. A planilha está descrita de forma genérica, de modo a refletir as diversas unidades de gestão que funcionam de forma descentralizada. A Concessionária deverá indicar de forma detalhada a localização de cada unidade de gestão e sua finalidade essencial.

- A planilha referente a "Unidades de Controle e Supervisão de Obras" nas redes de distribuição de gás canalizado também está descrita de forma genérica, de modo a refletir as diversas unidades de gestão que funcionam de forma descentralizada. Do mesmo modo que no caso anterior (Operação e Manutenção), a Concessionária deverá indicar de forma detalhada a localização de cada unidade de gestão e sua finalidade essencial.

Para facilitar o entendimento da sua estrutura organizacional, a Concessionária deverá apresentar um organograma completo, acompanhado de um mapa indicando a distribuição geográfica do pessoal.

Materiais e Serviços

São as planilhas identificadas como:

"Sistemas de Informática e PC's": referente aos Sistemas de Informação de Gestão (SIG) e equipamentos de informática;

"Comunicações": referentes às comunicações corporativas;

"Veículos": referente aos veículos necessários para a prestação do serviço;

"Terrenos e Edifícios": referente aos terrenos e edifícios necessários para a prestação do serviço;

"Máquinas e Ferramentas": referente às máquinas e ferramentas necessárias para a prestação do serviço;

"Materiais e Insumos": referente aos materiais e insumos para a operação e manutenção da rede, incluindo odorizante, por exemplo;

"Outras Despesas": referente a outras despesas necessárias para a prestação do serviço.

As informações de cada planilha deverão ser apresentadas pela Concessionária de modo a permitir identificar o processo ou atividade do serviço de distribuição de gás canalizado que origina a necessidade da despesa.

A seguir encontram-se detalhadas as características específicas de cada planilha.

- Na planilha "Sistemas de Informática" é apresentado um detalhamento tentativo dos sistemas de informação de gestão, o que deve ser adaptado pela Concessionária de modo a refletir adequadamente a sua situação específica. A empresa deve incluir as informações do valor bruto e líquido dos sistemas, tanto de *hardware* como de *software*, e despesas de licenças e manutenção. Como é habitual que vários sistemas utilizem o mesmo *hardware*, essa situação será contemplada alocando o *hardware* no principal sistema usuário e indicando no item "Observações" quais são os outros sistemas que utilizam esse *hardware*. No caso em que o serviço prestado por um SIG seja contratado, somente serão informadas as despesas correspondentes a esse serviço, realizando os esclarecimentos correspondentes no item "Observações".
- Na planilha de "Comunicações" a Concessionária deverá incluir as informações separadas em quadros que permitam verificar o uso do serviço correspondente. No caso de equipamento próprio serão consideradas as despesas e o valor bruto e líquido dos investimentos. No caso de serviços contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços.
- A planilha de "Veículos" está organizada de modo que possa ser identificada de forma precisa a unidade organizacional usuária de cada veículo. No caso de veículos próprios, deverão ser considerados as despesas, assim como o valor bruto e líquido dos investimentos. No caso de serviços de transporte contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços.

- Na planilha de "Terrenos e Edifícios" devem ser fornecidas as informações referentes a cada prédio, indicando seu valor bruto e líquido, e as despesas associadas. No caso de bens alugados, deverão ser considerados unicamente o gasto de aluguel e as despesas de manutenção. No item "Observações" a Concessionária deverá indicar a finalidade do prédio e a necessidade de sua utilização para o serviço de distribuição de gás canalizado. Também deverá ser informada a área total de terrenos e edifícios.
- Na planilha de "Máquinas e Ferramentas" devem ser incluídos todos os equipamentos com valor individual ou em conjunto maior a R$ 1.000, classificados por tipo. No caso de equipamento próprio da Concessionária devem ser indicadas as quantidades, valor bruto e líquido do investimento e custos de manutenção. Para os equipamentos contratados serão consideradas unicamente as despesas associadas.
- Na planilha de "Material e Insumo" devem ser incluídas todas as informações referentes às despesas com os materiais e insumos necessários às atividades de operação e manutenção das redes.
- Na planilha "Outras Despesas" a Concessionária deve incluir todas as despesas que não foram contempladas nas planilhas já descritas, tais como consumos de energia elétrica, vigilância e segurança de prédios, gastos gerais de escritório etc. Também serão incluídas as despesas de caráter geral, tais como seguros.

Despesas com Terceiros

Os serviços contratados com terceiros que não estejam contemplados nas planilhas já descritas deverão ser apresentados pela Concessionária de forma específica, com detalhamento das características de cada contrato em particular, sua finalidade e necessidade para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Os dados do contrato deverão incluir os preços unitários, as quantidades anuais previstas, o valor das despesas, e todo outro elemento de informação que seja necessário para identificar de forma adequada o serviço e determinar seu custo total anual. Nos casos de serviços por preços globais, somente serão indicados estes valores e a identificação do serviço ou material associado.

A Concessionária apresentará de forma detalhada os contratos com terceiros referidos ao desenvolvimento de processos e atividades vinculados à prestação do serviço de gás canalizado, tais como tarefas de manutenção da rede, leitura de medidores e outros. Nestes casos deverão ser definidos de forma precisa o objeto do contrato e a região geográfica de aplicação correspondente.

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

CONSELHO E PRESIDÊNCIA

Conselho	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
	Qde	R$	R$	
Conselho			0	
Conselho Fiscal			0	
Relações com Investidores			0	
Assistentes			0	

Presidência	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
	Qde	R$	R$	
Presidente			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 2/12

DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

DIRETORIAS (COM PESSOAL CENTRALIZADO)

Diretoria X	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
Diretoria	Qde	R$	R$	
Diretor			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Gerência X1				
Gerente			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Departamento X11				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Técnicos				

Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
……				
……				
……				
Departamento X1N				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados				
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Gerência X2				
Gerente			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Departamento X21				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados				
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

ATENDIMENTO COMERCIAL

Call Center e Escritórios Comerciais	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização etc.)
Call Center	Qde	R$	R$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Escritório Comercial 1				
Chefe			0	
Profissionais e Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Escritório Comercial 2				
Chefe			0	
Profissionais e Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	

DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

UNIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Unidades de Operação e Manutenção	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização, Resumo de tarefas etc.)
Unidade de Operação e Manutenção 1	Qde	R$	R$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Operação e Manutenção 2				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Operação e Manutenção 3				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	

Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

DESPESAS E ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

UNIDADES DE CONTROLE E SUPERVISÃO DE OBRAS

Unidades de Controle e Supervisão de Obras	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização, Resumo de tarefas etc.)
Unidade de Controle e Supervisão 1	Qde	R$	R$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Controle e Supervisão 2				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Controle e Supervisão 3				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	

Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 6/12

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Descrição do Sistema de Informática	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Despesa Anual da Licença	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema etc.)
Sistema de Gestão Comercial	R$	R$	R$	R$	R$	
Hardware						
Software						
Sistema de Call Center						
Hardware						
Software						
Sistema de Faturamento						
Hardware						
Software						
Sistema Base de Dados de Rede GIS						
Hardware						
Software						
Sistema de Gestão O&M						
Hardware						
Software						
Sistema de Gestão Obras						
Hardware						
Software						
Sistema de Administração e Contabilidade						
Hardware						
Software						
Sistema de Pessoal						

Hardware						
Software						
Sistema XXX						
Hardware						
Software						
Sistema YYY						
Hardware						
Software						
……						
……..						
……..						

Computadores Pessoais	**Valor Novo de Compra Total**	**Idade Média dos PC's**	**Despesa Anual Total de Licenças**	**Despesas Totais de Manutenção e Outros**	**Total Despesas Anuais**	**Observações Particulares**
Quantidade Total =	R$	Anos	R$	R$	R$	
Hardware						
Software						

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 7/12

COMUNICAÇÕES

Descrição do Sistema de Comunicações	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Despesas Manutenção e Outros	Despesas com Terceiros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema etc.)
Sistema de Comunicações de Dados	R$	R$	R$	R$	R$	
Equipamento Eletrônico de Comunicações						
Redes Fibra Óptica						
Redes de Radio Comunicações						
Redes Locais						
Outros Equipamentos						
……..						
Sistema de Comunicações de Operação						
Bases de Radio						
Torres e Antenas						
Rádios de Veículos e Pessoais						
Outros Equipamentos						
……						
Call Center						
Centrais Telefônicas						
Cabos e Aparelhos						
Telefonia Externa						
……..						
Telefones						
Centrais Telefônicas						
Cabos e Aparelhos						
Telefonia Externa						

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 8/12

VEÍCULOS

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Despesas Combustível	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Classe de equipamento especial etc.)
Conselho e Presidência	Qde	R$	R$	R$	R$	
Carro						
Diretoria X						
Carro						
Caminhonete						
Gerência X1						
Carro						
Caminhonete						
Departamento X11						
Carro						
Caminhonete Comum						
Caminhonete com Equipamentos						
……..						
Veículos Especiais						
……						
Departamento X12						
Carros						
Caminhonete Comum						
……..						
……..						
…….						
……..						
…….						
Escritório Comercial 1						
Carros						
Caminhonete Comum						
……..						
……..						
…….						

Unidade de Operação e Manutenção 1						
Carro						
Caminhonete Comum						
Caminhonete com Equipamentos						
Caminhão até 5 Toneladas						
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos						
Caminhão de 5 até 12 Toneladas						
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos						
Caminhão maior 12 Toneladas						
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos						
Veículos Especiais						
Veículos Especiais						
……..						
…….						
……..						
…….						
Unidade de Controle e Supervisão 1						
Carro						
Caminhonete Comum						
Caminhonete com Equipamentos						
Caminhão até 5 Toneladas						
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos						
Caminhão de 5 até 12 Toneladas						
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos						
Caminhão maior 12 Toneladas						
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos						
Veículos Especiais						
Veículos Especiais						
……..						
…….						

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 9/12

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Área Total Terreno	Área Total Edifício	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas Aluguel	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso etc.)
Sede e Administrativos	R$	R$	m2	m2	R$	R$	
……							
……							
Escritórios Comerciais							
…….							
…….							
Bases O&M							
……							
……..							
Bases Obras							
……..							
……							
Almoxarifados							
…….							
…….							
Prédios com Instalações da Rede de Gás							
……..							
……							
Outros							
……..							
……							

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS 10/12

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza etc.)
Descrição	Qde	R$	R$	R$	
Máquina 1					
Máquina 2					
Máquina 3					
Máquina 4					
Máquina 5					
Máquina 6					
Máquina 7					
Máquina 8					
Máquina 9					
…….					
…….					
…….					
…….					
…….					
…….					
…….					
…….					
Ferramenta 1					
Ferramenta 2					
Ferramenta 3					
Ferramenta 4					

Ferramenta 5					
……..					
……..					
…….					
……..					
…….					
Outras Máquinas e Ferramentas 1 (< R$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 2 (< R$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 3 (< R$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 4 (< R$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 5 (< R$ 1.000)					
……..					
……..					
……..					

ANEXO PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Materiais e Insumos

Materiais	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Mat. 1	R$	
Mat. 2		
Mat. 3		
……		
……		
……		
……		
……		
……		
……		
……		

Insumos	Valor Anual da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Mat. 1	R$	
Mat. 2		
Mat. 3		
……		
……		
……		
……		
……		

APÊNDICE PN-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

OUTRAS DESPESAS

Outras Despesas	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Conselho e Presidência	R$	
……..		
Diretoria X		
……		
……..		
Gerência X1		
……..		
……..		
Departamento X11		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……		
Departamento X12		
……..		
……..		
……..		
……..		
……		
……..		
…….		

Escritório Comercial 1		
……..		
……..		
……..		
……..		
…….		
Unidade de Operação e Manutenção 1		
……..		
……..		
……..		
…….		
……..		
…….		
Unidade de Controle e Supervisão 1		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
……..		
Geral		
……..		
…….		
……..		
…….		

ANEXO III – CUSTO DE CAPITAL

Introdução

No marco do processo de globalização da economia mundial e, como conseqüência do incremento nos fluxos financeiros para o investimento, a avaliação de projetos adquiriu grande relevância, particularmente nos mercados emergentes. Nos processos de privatização, nas fusões e nas aquisições, assim como nos projetos de reestruturação empresarial, foram conduzidos estudos financeiros para avaliar os riscos e a atratividade que oferecem ao investimento, nos chamados mercados emergentes.

Nesse contexto, são apresentados e analisados neste Anexo os diversos enfoques existentes para a determinação de uma taxa de retorno para as Concessionárias de gás canalizado no Estado de São Paulo, conforme estudos emcomendados ados pela CSPE.

Nas empresas que prestam serviços básicos de infra-estrutura através de redes fixas (*networking industries*), em geral em condições de monopólio natural, constata-se uma alavancagem operativa muito forte. O capital imobilizado é elevado comparado com os ganhos anuais. Isto implica que a remuneração ao capital é relevante, constituindo aproximadamente 60% da remuneração total, se forem somados a amortização e o retorno sobre o capital.

A remuneração total ao capital dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base. A taxa de rentabilidade representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

A discussão regulatória deste assunto se concentra em dois aspectos: grau de discricionalidade da fixação e nível do custo de capital.

A fixação do custo de capital e do risco regulatório, que estão implícitos na decisão (se o método de estimativa da taxa de retorno é excessivamente discricional), se constitui em ponto relevante da regulação de monopólios, já que determina a atração de capital ao setor e, portanto, a sustentabilidade do mesmo. A determinação de valores destes parâmetros, em níveis inapropriados, pode provocar uma sinalização inadequada aos novos investimentos, a motivação para redução dos investimentos necessários pelos investidores estabelecidos ou a transferência indevida de ganhos ao investidor através de tarifas elevadas, imputadas aos consumidores finais.

Cabe mencionar que as práticas regulatórias de uso mais difundido no mundo recorrem à utilização de enfoques o menos discricionais possível. Existe um consenso cada vez maior em utilizar métodos padronizados, que seriam os mais adequados e, em conseqüência, a determinação discricional da taxa é uma opção progressivamente menos utilizada. Entre os procedimentos padronizados, o que obtém maior consenso é o método "*Weighted Average Cost of Capital*" em combinação com o "*Capital Asset Pricing Model*" para a estimativa do custo do capital próprio (CAPM/WACC).

A determinação da taxa de retorno de um dado investimento é de suma importância para qualquer tipo de negócio. Em um negócio regulado, essa importância decorre não só do forte impacto que tem o valor da taxa nos fluxos de recursos; adicionalmente, enganos na determinação desse valor podem implicar que os investimentos não se mostrem atrativos ou não seja produzido um negócio sustentável, fazendo com que o investidor mantenha seus investimentos em um nível inferior ao do ponto ótimo, com o conseqüente impacto na qualidade do serviço prestado. Pelo contrário, se a taxa é fixada em níveis altos, superiores ao ponto ótimo, o negócio regulado ganhará acima do que obteria no mercado, gerando uma distorção de preços. Isto representa uma má alocação de recursos, que prejudica os consumidores do serviço e, indiretamente, toda a economia.

A discussão detalhada dos distintos métodos existentes para a determinação de uma taxa de retorno, na qual estão indicadas as vantagens e desvantagens de cada um, conduz à recomendação pela CSPE do uso da metodologia CAPM/WACC, que, como se mencionou, é a mais freqüentemente utilizada para fins de determinação do custo de oportunidade de um investimento.

Apresentam-se então, a seguir, a discussão dos métodos de estimativa de custo de capital com uma análise sintética das experiências regulatórias em matéria de estimativa da mesma para as atividades de distribuição de gás natural e eletricidade na América Latina.

Financiamento e custo do capital

Do ponto de vista conceitual, o Custo de Oportunidade do Capital pode ser considerado sob três enfoques diferentes, embora intimamente relacionados (tanto no que se refere ao cálculo como à teoria propriamente dita):

- Visto do lado dos ativos que possui uma empresa, é a taxa que deve ser usada para descontar, a Valor Presente, os fluxos de caixa esperados no futuro, uma vez definido o tempo em que se avaliará um dado projeto;
- Do ponto de vista dos passivos ou obrigações de uma determinada empresa, é o custo econômico que ela tem para atrair novo capital e reter o capital existente;
- Para os investidores, por último, é o retorno esperado para que seja desenvolvido determinado projeto de investimento.

Se o que está sendo avaliado é o fluxo de caixa da Concessão (que será utilizado em novos investimentos, pagamento de juros sobre a dívida e pagamento de dividendos etc.), a taxa de corte mais usualmente utilizada para determinar o Valor Presente desse fluxo é o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC).

A expressão para o cálculo do WACC após os impostos pode ser expressa da seguinte maneira:

$$WACC = w_d \cdot k_d \cdot (1-t) + w_e \cdot k_e$$

Sendo:

k_d: o custo da dívida;

k_e: o custo do capital próprio;

w_d: = D/(D+E) é a participação da dívida na estrutura do capital;

w_e: = (1-w_d);

t: a taxa do imposto de renda.

Alternativas metodológicas para a estimativa do custo do capital próprio

O custo do capital próprio é a taxa de retorno que um investidor requer para investir seu capital em uma empresa associada a uma determinada atividade. Este retorno deve incluir todos os dividendos, assim como qualquer perda ou ganho de capital.

Existem diversos métodos para estimar o custo do capital próprio, dentre os quais podem ser destacados os seguintes:

- Método Aditivo ("*Buildup Method*");
- Fluxo de Caixa Descontado (DCF), em suas distintas formas;
- "*Arbitrage Pricing Theory*" (APT);
- "*Fama French Three Fator Model*";
- Determinação através de indicadores;
- "*Capital Asset Pricing Model*" (CAPM).

A seguir são descritos cada um destes modelos, de um ponto de vista conceitual, apresentando-se suas vantagens e desvantagens para a determinação de uma taxa de retorno apropriada para um negócio regulado. A metodologia CAPM foi descrita com maior nível de detalhe, por ser a de maior aceitação na atualidade em âmbito internacional, incluindo os países com regulações mais avançadas.

Os modelos mencionados foram desenvolvidos com o objetivo de obter custos de capital para empresas particulares e, deste modo, poder avaliar unidades de negócios. Devido ao fato que muitos deles consideram os valores médios de mercado, mostram-se adequados para o trabalho do Regulador, que se apóia, na grande maioria dos casos, em comparações com empresas semelhantes. Todos os modelos geram ou podem ser adaptados para a obtenção de médias setoriais, que é a forma como geralmente um Regulador busca para determinar o custo de capital.

Cabe mencionar que estes modelos possuem vários parâmetros em comum. Esses parâmetros, citados na descrição específica de cada modelo, encontram-se apresentados em detalhe para a metodologia CAPM.

Método Aditivo

Por este método determina-se a taxa de retorno do capital a partir da soma da taxa livre de risco (a mesma utilizada no CAPM) e diversos prêmios adicionais que lhe atribuem os investidores, devido a um número de riscos específicos de cada caso. Como seu nome indica, realiza-se um processo aditivo dos componentes desta taxa.

A taxa livre de risco é o elemento fundamental do método aditivo. Consiste na mínima taxa que o investidor deseja para compensar o custo de oportunidade do dinheiro: é igual à taxa de retorno alternativa e totalmente livre de risco. A forma de determinar esta taxa encontra-se apresentada em detalhe na descrição da metodologia CAPM.

Existem vários prêmios devido aos diferentes tipos de risco. Embora alguns sejam usuais, outros são de emprego controverso. O prêmio de risco mais usualmente utilizado no método aditivo é o prêmio por risco relativo ao capital. Este é dado pela taxa de retorno que compensa o risco inerente à atividade, que é associado ao investimento realizado em uma atividade não livre de risco. As modalidades de determinação desta taxa, que também é utilizada no método CAPM, encontram-se apresentadas na descrição desta metodologia.

Costuma-se adicionar o prêmio por tamanho, para pequenas companhias, no cálculo da taxa de retorno, a título de se incorporar o risco adicional inerente às pequenas empresas (este acréscimo também é considerado na metodologia CAPM). A estimativa do prêmio devido ao tamanho pode ser corrigida empregando-se os parâmetros *betas* utilizados no CAPM, que se encontram definidos neste documento na descrição deste método. De qualquer forma, é usual se afirmar que um prêmio por tamanho que não foi corrigido com os *betas* tem maior correspondência com o método aditivo[2].

[2] Em todo caso, o prêmio por tamanho para pequenas companhias se calcula mediante a retirada do rendimento médio de um portfólio de companhias pequenas, do rendimento médio de um portfólio de companhias grandes. Esta diferença é somada à taxa de rendimento, como compensação ao investimento realizado em companhias relativamente pequenas.

O problema que se apresenta pela não correção com *beta*s é que se assume implicitamente que a companhia sob avaliação tem o mesmo risco sistemático que o resto das companhias incluídas no portfólio de companhias pequenas, utilizado na estimativa do prêmio por tamanho. Este procedimento implica uma perda, pois ignora informações disponíveis relativas a taxas de retorno nos mercados. Quer dizer, pode ocorrer que a companhia sob avaliação se encontre em um item industrial de menor risco que o mercado em seu conjunto (como é o caso da indústria elétrica ou de gás canalizado) e, entretanto, a não correção por *beta* assume que o risco é igual aos portfólios de empresas pequenas e, com isso, o prêmio por risco, que resulta de uma estimativa sem correção por *beta*s, tenderá a sobrevalorizar a taxa de retorno ao capital. Isto demonstra que a informação de mercado disponível deve ser cuidadosamente analisada, antes de definir a correção no caso do prêmio por tamanho.

Outro prêmio importante que se considera no método aditivo é o prêmio industrial. Este busca identificar o prêmio que a empresa sob avaliação deve oferecer tendo em vista o risco associado à indústria a que pertence. A complexidade da determinação deste prêmio reside em seu caráter subjetivo. Assim, compete ao avaliador definir a relevância e a conseqüência que a indústria atribui ao prêmio. É habitual que essa definição seja realizada com base na experiência subjetiva do avaliador. Entretanto, desenvolveu-se um procedimento de determinação desse prêmio, apoiado no enfoque do *beta* como expressão da informação referente a uma indústria específica e seu desempenho no mercado acionário global[3]. O método CAPM inclui o desenvolvimento detalhado do cálculo e uso dos *betas*. Uma vez estimado o prêmio industrial, este é acrescido aos outros componentes considerados no método aditivo, anteriormente mencionados: a taxa livre de risco, o prêmio por risco associado ao capital e o prêmio por tamanho ajustado por *beta*.

O método aditivo pode considerar também prêmios relativos à propriedade da empresa, tais como a posição majoritária ou minoritária de ações, o controle sobre a companhia ou a presença de figuras-chave na direção da mesma. Embora em geral se assuma que o controle da propriedade não afete a taxa de retorno, em alguns casos se reconhece que este controle pode ter efeitos relevantes sobre o risco que associa o investidor. Não obstante, não costuma ser simples estimar quantitativamente estes efeitos. Por outro lado, pode acontecer que alguns dos aspectos mencionados já se encontrem contemplados no prêmio por tamanho.

O método aditivo pode ser desenvolvido de modo a incorporar também outros componentes do risco, conforme seja o caso, tais como risco regulatório e risco político[4].

Pode-se afirmar que o método constitui uma versão menos rigorosa do método CAPM; por isso, na prática, costuma-se utilizar o CAPM de forma extensiva, com a finalidade de incorporar outros riscos, quando há relativa correspondência destes riscos com os aspectos citados.

Fluxo de Caixa Descontado (DCF)

O Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (DCF), também chamado "*income model*", foi desenvolvido por J. B. Williams[5]. O método consiste em utilizar o custo do capital para descontar os fluxos esperados de capital até chegar ao seu valor presente. Existem diversas variantes do DCF. A forma mais geral do modelo é dada pela seguinte equação:

$$PV_s = \frac{CF_1}{(1+k_s)^1} + \frac{CF_2}{(1+k_s)^2} + \ldots + \frac{Ci_i}{(1+k_s)^i} \quad ,$$

Onde:

PV_S = o valor presente dos FDC esperados para a companhia "s";

CF_i = o dividendo ou os fluxos de capital esperados a final do período "i"; e

k_S = o custo do capital para a companhia "s".

---

[3] IBBOTSON Associates, *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation*, Valuation Edition, 2001.

[4] Agências especializadas recomendam que, em todo caso, as considerações relativas ao controle, propriedade, risco político e/ou regulatório, sejam consideradas no desenvolvimento dos fluxos descontados de capital (FDC) e não mediante modificações arbitrárias na taxa de retorno. Os FDC poderiam assim chegar a resultados baseados em probabilidades de ocorrência, segundo a influência de cada um destes parâmetros, e isso não resultaria em uma estimativa "poluída" da taxa de retorno ao capital.

[5] WILLIAMS, John Burr. *The Theory of Investment Value,* Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1938.

Para determinar o custo do capital se deve definir cada um dos fluxos futuros de capital e conhecer o valor presente da empresa sob análise. Assim, a equação que permite obter o custo do capital é resolvida mediante um processo iterativo que em geral requer o uso de equipamentos de processamento de dados ou de informática.

As principais hipóteses que são assumidas neste enfoque podem ser resumidas como apresentado a seguir:

- Esquema de avaliação clássico de ações: supõe-se que o valor de mercado de uma ação reflete a melhor percepção de todos os agentes sobre seu verdadeiro valor;
- O custo de capital é constante com o passar do tempo;
- Os dividendos (e não os lucros) são a fonte de valor de uma ação.

A aplicação da versão estendida do FDC é complexa, dado que se requer estimar cada fluxo futuro de capital. Isto conduz à consideração de uma forma simplificada na qual se assume, em uma etapa "FDC-1", que os fluxos de capital crescem à taxa constante. Nesta forma mais simples[6], o modelo descreve o custo dos títulos de propriedade de ações com um incremento fixo e constante dos dividendos esperados, e a condição de perpetuidade. Esta forma do método apresenta-se de fácil aplicação. O valor do título é obtido de forma direta, assim como seu preço no mercado. Entretanto, o "FDC-1" apresenta a limitação resultante da dificuldade em estimar uma taxa de crescimento fixa dos dividendos. Devido a isto, este método não encontra grande correspondência com a realidade, de uma maneira geral. Uma forma de contornar esta limitação é apoiar a análise da evolução dos títulos de propriedade, na opinião de especialistas na matéria. Entretanto, estas estimativas tendem a apresentar melhores resultados para o horizonte de mais curto prazo.

Outra limitação do "FDC-1" é que a taxa de crescimento dos dividendos não deve exceder o custo de capital, pois isso resultaria em um valor presente negativo. Entretanto, sabe-se que para algumas empresas de rápido crescimento, essa situação pode ocorrer na realidade.

A fim de obter uma melhor estimativa do custo de capital, pode-se usar um modelo do FDC em múltiplas etapas, que permite que a taxa de crescimento dos fluxos exceda o custo do título em todas as etapas, exceto na última. Para que o custo de capital obtido seja válido, a taxa de crescimento dos fluxos no último período deve ser sustentável indefinidamente. Um exemplo desta situação pode ser a taxa de crescimento de longo prazo da economia.

Embora possam ser utilizadas múltiplas etapas de crescimento, na prática somente se utilizam modelos do FDC de uma, duas ou três etapas. Nas versões "FDC-3" se modificam os pressupostos do "FDC-2" e pode-se considerar uma taxa de crescimento dos fluxos para um primeiro grupo de períodos, uma segunda etapa com outra taxa de crescimento e uma terceira taxa, que corresponde à "perpetuidade", para o período final.

Uma das vantagens do "FDC-3" é que o modelo se apresenta consistente com as teorias do ciclo de vida das empresas. Nestas teorias, assume-se que as empresas têm um ciclo vital com diversas características de crescimento. Em geral, o potencial de crescimento extraordinário de uma empresa no curto prazo se esgota e se estabiliza em taxas mais moderadas, de forma gradual ao longo do tempo.

[6] Conhecido como *Dividend Growth Model* ou Modelo de Gordon e Shapiro.

Na prática, geralmente na primeira etapa (os primeiros cinco anos) utiliza-se o critério dos especialistas e sua estimativa de evolução dos fluxos para a empresa em questão[7]. Na segunda etapa (anos 6 a 10), usa-se uma média da estimativa dos especialistas, agora não mais para a empresa, mas para a indústria em seu conjunto. Considera-se que, a partir do 6° ano, o desempenho de uma empresa estará muito mais vinculado à evolução da indústria em geral do que durante o período inicial. Finalmente, para o 11° ano e seguintes, considera-se o crescimento agregado da economia, refletindo com isso a crença de que, mesmo nas indústrias com altas taxas de crescimento, eventualmente estas taxas tendem a se igualar àquelas da economia em seu conjunto.

O modelo FCD é usualmente utilizado nos Estados Unidos (EUA), onde o modelo regulatório é do tipo "taxa de retorno". Costuma-se afirmar que a aplicação deste método conduz a estimativas do valor do custo de capital bastante próximas aos valores reais. Entretanto, apresenta-se uma dificuldade muito complexa a ser resolvida, que é a estimativa futura dos fluxos de recursos. Existe um espectro amplo de opções, em função dos níveis de crescimento, eficiência e produtividade da empresa ou setor que esteja sendo estudado. Este aspecto limita fortemente a aplicação efetiva do FCD.

Além disso, é necessário que exista um mercado de capitais desenvolvido (caso dos EUA), para que possam se obtidos os preços de mercado das ações.

Método APT (Arbitrage Pricing Theory)

Este método de avaliação (ATP, em sua sigla em inglês) foi desenvolvido por S. A. Ross em 1976 para a estimativa do retorno esperado de instrumentos financeiros ou títulos de propriedade. O ATP é um método mais flexível e amplo que o CAPM e valora o retorno esperado como a soma de uma série de compensações, em troca de um número difícil de determinar de fatores de risco, que existe no CAPM. Assim, determina-se a medida de exposição de cada prêmio ao fator de risco (chamada "carga do fator"), inerente a um determinado fator. De maneira semelhante ao CAPM, o ATP é um modelo consistente com o conceito de equilíbrio. A principal diferença entre ambos é que o ATP contempla múltiplos fatores de riscos.

Na investigação e desenvolvimento referentes ao ATP foram estudados os retornos das ações no mercado acionário e, considerando o desempenho macroeconômico, identificaram-se cinco fatores de incidência relevante sobre os retornos: 1) mudanças na produção industrial; 2) mudanças na inflação antecipada; 3) inflação não antecipada; 4) diferencial no rendimento entre os papéis corporativos de baixa qualidade e os bônus do governo (ambos de longa maturação); e 5) o diferencial no rendimento entre os bônus do governo de longa maturação e os bônus do tesouro de curto prazo[8].

Os prêmios por risco do ATP são aditivos como no CAPM, por isso as diferenças nas médias aritméticas devem ser usadas como estimativas de risco futuro.

Assim, a taxa de retorno ao capital pode ser avaliada como o resultado da soma de cada um dos prêmios por risco, ponderados de acordo com a carga do fator relevante.

$$Ks = \left[r_f + \varepsilon_{s1} r_{m1} + \varepsilon_{s2} r_{m2} \ . + \ldots + \varepsilon_{sn} r_{mn} \right]$$

Onde:

K_S: o custo da ação para a companhia s;

r_f: a taxa livre de risco;

[7] IBBOTSON Associates, *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation*, Valuation Edition, 2001.
[8] CHEN, Nai-Fu. *Some empirical tests of arbitrage pricing*, Journal of Finance, vol. 18, N°. 5, Dec. 1983.

r_{m1}:, r_{m2}: ... r_{m3}: os diversos prêmios por risco; e

ε_{s1}, ε_{s2} … ε_{sn}: as cargas do fator (ou exposição da ação a cada um dos riscos).

Embora em termos conceituais o ATP possa resultar superior ao CAPM, no campo empírico não existe um teste que permita verificar essa eventual superioridade. O principal problema para a aplicação do ATP é que não existe um mecanismo predefinido para a escolha dos múltiplos fatores de risco. Por essa razão, a estimativa desses fatores pode resultar em um *data mining*, com possibilidade de subjetividade ou distorção intencional. Do mesmo modo, ainda na questão puramente estatística da seleção dos fatores de regressão, existem evidências de que alguns deles que se mostraram importantes em um dado período, não necessariamente o foram em outros (por exemplo, a inflação). Isto gera instabilidade dos resultados e reduz o poder explicativo de uma variável prospectiva como é o custo de capital.

Modelo de Três Fatores de *Fama-French*

Outros modelos para estimar o custo do capital se apóiam em aparentes "anomalias" ou "violações" do CAPM. Assim, o modelo "*Fama-French*" (FF), desenvolvido por Eugene Fama e Kenneth French[9], surge a partir de uma crítica ao CAPM tradicional, sustentando que este não mede adequadamente os retornos acionários.

O desenvolvimento do modelo FF levou à determinação da relação entre os *betas* e as taxas de retorno, verificando-se que esta relação desaparece entre os anos de 1963 e 1990 e é muito leve entre 1941 e 1990. O modelo identificou que a taxa de retorno do capital está mais corretamente explicada pelo tamanho da empresa (com o que se incorpora o efeito por tamanho, descrito mais adiante no presente documento), assim como por seu valor de mercado constante nos livros (com o que se incorpora a situação financeira da empresa). Estes fatores são adicionais ao fator de mercado considerado pelo CAPM.

A publicação de Fama e French introduziu um questionamento a um princípio básico do CAPM, que consiste em que os retornos acionários não estão positivamente correlacionados com os *betas*. Entretanto, nos anos seguintes, produziram-se diversos estudos validando esse princípio do CAPM. Entre esses trabalhos merecem ser destacados os de Kothari, Shanken e Sloan (1992). Em todos eles conclui-se que as taxas de retorno efetivamente refletem a evolução dos *betas* quando se tomam observações anuais. Pode-se mencionar também um estudo de Chan e Lakonishok (1993), no qual encontra-se exposta a falta de evidência para descartar o uso de *betas*.

Finalmente, um estudo de Fischer Black refuta o modelo de Fama-French, apresentando argumentos para sustentar que existe uma relação significativa entre as séries de retorno e os *betas*[10].

Concretamente, o trabalho de FF identificou que a taxa de retorno do capital próprio da empresa está relacionada com seu tamanho (de forma negativa) e relacionada (de forma positiva) com seu valor de mercado nos livros. Isto é, as empresas com uma baixa capitalização pública terão um custo esperado de capital próprio mais alto, enquanto que as empresas com alto valor de mercado nos livros também têm um custo esperado de capital próprio relativamente mais alto. Com este desenvolvimento teórico, o que Fama e French propõem é um modelo de predição baseado no tamanho e no valor de mercado nos livros para a estimativa da taxa de retorno do capital.

---

[9] FAMA, Eugene F., and FRENCH, Kenneth R. *The Cross-Section of Expected Stock Returns*, *Journal of Finance,* Vol 47, 1992a.

[10] KOTHARI, SHANKEN e SLOAN. *Another Look at the Cross-Section of Expected Stock Return*, Working Paper, December 1992; CHAN, Louis K.C., & LAKONISHOK, Josef, *Are Reports of Beta's Death Premature?*, Journal of Portfolio Management, Summer 1993; BLACK, Fischer, *Beta and Return*, Journal of Portfolio Management, Autumn 1993.

O modelo de três fatores de *Fama-French* pode ser descrito com a seguinte fórmula:

$$E(R_i) - R_f = B_m RP_m + B_s RP_s + B_v RP_v$$

Onde:

$E(R_i)$ = a taxa de retorno esperada do instrumento "i";

R_f = a taxa do instrumento livre de risco;

B_m = coeficiente de mercado na regressão de *Fama-French*;

RP_m = prêmio esperado por risco e mercado;

B_s = coeficiente de tamanho ou "*small-minus-big*" *(SMB)* na regressão de *Fama-French*;

P_s = prêmio esperado SMB por risco, estimado como a diferença entre a média histórica dos retornos anuais para portfólios de pequena e alta capitalização;

B_v = coeficiente de capitalização ou "*high-minus-low*" *(HML)* na regressão de *Fama-French*;

RP_v = prêmio esperado HML por risco, estimado como a diferença entre a média histórica de retornos anuais para ações com alto valor de mercado nos livros e sob o valor de mercado nos livros.

O modelo de Fama e French apresenta-se como uma interessante análise, que pode ser utilizada para comparação com os valores estimados por outros procedimentos. Entretanto, a dificuldade mais importante que apresenta é que tende a superestimar o custo de capital, em comparação com os valores obtidos aplicando-se os outros métodos.

Estimativa por Indicadores

O indicador mais utilizado para este modelo é o de preço/ganho ("*price/earning ratio*"). O preço de mercado de um ativo é a avaliação antecipada de lucros (livres para os acionistas). A relação entre os fluxos de lucros e o preço da ação é o custo de capital próprio. Este método é uma simplificação do "FCD-1", que também é costume utilizar como indicador. Adicionalmente, é necessário estimar o crescimento, se assume que todos os lucros são pagos como dividendos e que o retorno sobre os novos investimentos financiados com capital próprio seja similar ao custo do capital próprio. O método é de cálculo relativamente simples, mas o enfoque é mais restritivo. Assim, não se encontra refletido na sua aplicação o ambiente econômico no qual atua uma empresa particular (o país) e o método apresenta as mesmas limitações que o "FCD-1". É uma metodologia que, em geral, não tem sido utilizada pelos Reguladores.

Existem outros indicadores que não têm sido utilizados em estimativas regulatórias, mas que podem ser empregados para a comparação com os resultados de outros métodos. Alguns dos mais usados com esse propósito são o "*market to book value*", em qualquer de suas versões, e o "Q-rateio". Em geral, apresentam as mesmas vantagens e limitações mencionadas para o "*price/earning ratio*".

Capital Asset Pricing Model (CAPM)

O método 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 pertencem à 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 natural (considerando o caso particular objeto do presente estudo) e do prêmio por risco do mercado. Este segundo risco corresponde à diferença entre a rentabilidade de uma carteira diversificada de investimentos e a taxa livre de risco.

Existem vários pressupostos na aplicação do CAPM. O modelo supõe que: a) os mercados de capital são altamente eficientes (os investidores estão bem informados); b) os custos de transação são zero; e c) não existem restrições que afetem o preço dos valores no mercado. Além disso, assume-se que os investidores percebem o conjunto de oportunidades de investimento da mesma maneira (com respeito ao risco provável dos valores) e que apóiam suas expectativas em um período comum de retenção.

Neste contexto, existem dois tipos básicos de investimentos considerados pelo modelo: a) um valor livre de risco, cujo rendimento durante o período de retenção se conhece com certeza; e b) um portfólio de ações comuns de mercado, representado por todas as ações disponíveis que estão em mãos do público, ponderadas de acordo com seus valores de mercado.

O conceito principal em que se sustenta o modelo CAPM é que, devido ao fato de o investidor ser avesso ao risco, existe uma relação de equilíbrio entre o risco e o rendimento esperado. No equilíbrio do mercado, espera-se que um determinado investimento proporcione um rendimento proporcional ao seu risco sistemático (risco que não se pode evitar mediante a diversificação: diversos fatores externos e macroeconômicos que afetam igualmente o funcionamento de todas as empresas). Quanto maior for o risco sistemático, maior deverá ser o rendimento que os investidores esperam deste valor. O modelo assume que existe uma taxa livre de risco que pode ser auferida em um investimento hipotético cujo retorno não varia de período a período. Um investimento com risco deverá prover então ao investidor um prêmio pelo risco, adicional à taxa livre de risco (um rendimento em excesso). Neste caso, o valor desse prêmio por risco é proporcional ao risco sistemático que tomou o investidor.

O CAPM usa o termo *beta* para referir-se a esta associação, implícita no conceito de risco sistemático, entre o retorno de um determinado investimento e o retorno do mercado em seu conjunto.

Por outro lado, o risco não sistemático é a componente do risco total que pode ser evitado diversificando-se a carteira e, portanto, pelo fato de depender do investidor, não deve ser premiado.

O modelo assume então que o rendimento esperado de um investimento deve estar relacionado com seu grau de risco sistemático e não com seu risco total (igual à soma do risco sistemático e do risco não sistemático). É esse risco sistemático que um investidor leva em consideração, na avaliação de um portfólio bem diversificado.

Por último, a aplicação do modelo CAPM pode ser estendida para contemplar o efeito de outras variáveis. Em particular, no caso em análise, considera-se um prêmio por tamanho. Isto foi considerado necessário na medida em que é possível observar que o *beta* de pequenas companhias tende a ser maior que o de companhias grandes.

A partir das considerações expostas, a taxa de retorno é calculada mediante a seguinte expressão:

$$r_{CAPM} = \left[r_f + \beta_d . (r_m - r_f) + r_{tamanho} \right]$$

Onde:

r_{CAPM}:	Taxa de retorno ou custo de oportunidade do capital próprio;
r_f :	Taxa de retorno de um ativo livre de risco;
β_d:	Risco sistemático da indústria em questão;
r_m:	Retorno de uma carteira diversificada;
$r_{tamanho}$:	Adicional por tamanho em empresas de pequeno patrimônio.

Em termos simplificados, a equação expressa que o rendimento esperado de um valor com risco é a soma da taxa livre de risco e um prêmio pelo risco. O termo entre parêntesis (r_m - r_f) é o prêmio de mercado ou por risco. Em outras palavras, é o rendimento "em excesso" (o rendimento esperado menos o rendimento livre de risco). Este prêmio pelo risco é necessário para induzir os investidores a que comprem um valor com risco. Se a relação esperada se baseia na experiência passada, os rendimentos em excesso podem ser calculados a partir de dados históricos. Neste contexto, vale a pena destacar que, devido ao fato que o investidor bem diversificado pode eliminar o risco não sistemático, na metodologia CAPM os investidores não são recompensados por esse risco; é considerado somente o risco sistemático que correm.

É um modelo muito flexível, dado que permite a adequação da taxa a diferentes condições dos ativos. Em particular, é possível contemplar o horizonte do investimento e o risco da economia em que opera a empresa. Na prática, é a metodologia mais aceita pelos Reguladores. Entretanto, o modelo não está completamente validado, o que significa que não existe nenhum estudo conclusivo que confirme que o mesmo permita fazer estimativas adequadas de qual deveria ser a taxa de remuneração do capital investido, ou que o faça de maneira superior aos demais métodos. Tampouco está comprovada a adaptação à situação econômica específica de cada empresa. Adicionalmente, é necessária a realização de estudos complexos se a empresa operar em mercados emergentes.

Aspectos críticos da estimativa do custo de capital próprio pelo método do CAPM

A determinação dos parâmetros necessários para o cálculo da taxa de retorno é o elemento crítico para a aplicação do método CAPM e constitui o assunto que gera as maiores controvérsias, tanto do ponto de vista conceitual como prático. A seguir encontram-se descritos detalhadamente cada um dos parâmetros que integram a fórmula de cálculo da taxa de retorno do capital próprio, assim como as discussões geradas em torno deles.

Por outro lado, a utilização do CAPM em mercados emergentes gera outro espaço de discussão, posto que não existe uma alternativa claramente superior do ponto de vista conceitual ou quantitativo para resolver o problema da "internacionalização" do método.

Taxa Livre de Risco

Como anteriormente mencionado, o CAPM assume implicitamente a existência de um ativo livre de risco (percebido com essa característica por todos os investidores). Esta taxa é o "preço do tempo", resultante de postergar o consumo presente e de não se expor os recursos a investimentos com risco explícito.

Em geral, para determinar a taxa livre de risco se utilizam os rendimentos de instrumentos chamados "seguros", que são aqueles emitidos por países com baixa probabilidade de cessação de pagamentos e mínimo risco de insolvência. Neste sentido, o rendimento de um bônus do tesouro dos EUA costuma ser a opção mais freqüentemente utilizada nos países que empregam o dólar americano (USD) como moeda direta ou de referência. No resto dos países desenvolvidos são utilizados os bônus emitidos pelos próprios países, especificados em euros, libra esterlina, dólar australiano, ienes etc.

Com relação à duração desses instrumentos, discute-se em geral se devem ser considerados rendimentos de médio ou longo prazo. É possível se argumentar que, devido ao fato de o custo de oportunidade ser recalculado em cada revisão tarifária do serviço, o valor médio da duração do bônus a ser considerado deveria ser consistente com esse período. Entretanto, é razoável considerar rendimentos de longo prazo se for entendido que o investimento apresenta essas características, ou seja, que a vida média do bônus deveria ser similar àquela do ativo avaliado. Contra este argumento costuma ser mencionado que, devido à inexistência de um mercado relevante de bônus indexados , somente pode ser conhecido com certa precisão o rendimento nominal do ativo. Isto implica que o risco da taxa de inflação acaba sendo atribuído ao investidor. Quanto mais curto for o período, menor será o risco, embora este assunto dependa da consistência regulatória entre o procedimento de ajuste das tarifas e aquele usado para converter o retorno nominal obtido a valores reais.

Do ponto de vista quantitativo, pode-se observar que, salvo em situações de "reaquecimento" macroeconômico, o rendimento de longo prazo se mantém acima daquele de médio prazo, como é razoável.

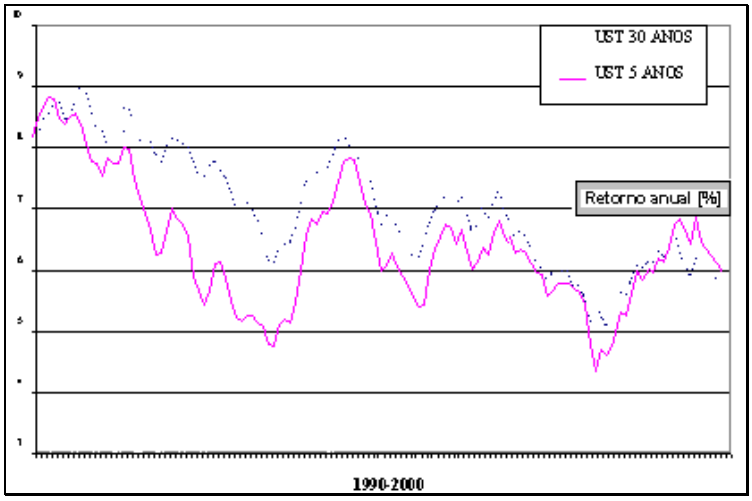


Figura 2 - Rendimento de longo prazo versus médio prazo

Uma alternativa à discussão exposta é considerar a vida média ou *duration* dos fluxos previstos para as empresas consideradas na análise. A teoria financeira afirma que devem ser utilizados instrumentos sem risco com *duration*[11] similar à do *cash flow* do projeto sobre o qual será calculado o retorno. Deste modo, logo depois de determinar a *duration* para o *cash flow* do projeto, tenta-se encontrar um bônus do tesouro dos EUA de similar *duration*[12].

A opção utilizada habitualmente consiste em simplificar a análise, considerando um bônus de longo prazo (em geral 30 anos), com a finalidade de vincular a vida útil média dos ativos afetados do negócio regulado com a vida média do bônus (*maturity*). Este método apresenta na prática algumas vantagens em relação ao método contemplado pela teoria[13], entretanto geralmente produz taxas mais elevadas, que independentemente da complexidade para estimar uma *duration* razoável, esta sempre será menor que a *maturity*.

---

[11] *Duration* é uma magnitude que resume o impacto no preço de um bônus (ou em termos genéricos, de qualquer *cash flow*) à variação das taxas de juros. Obviamente, este impacto depende da *maturity* ou vida do bônus (ou *cash flow*) além da distribuição de pagamentos no tempo.

[12] Para encontrar um bônus de *duration* similar à do projeto, pode-se realizar uma regressão polinomial sobre a curva de rendimentos dos bônus do Tesouro (utilizando *zero coupon bonds*, para que a *duration* e a *maturity* coincidam), para poder achar a estimativa do rendimento de um bônus de idêntica *duration* àquela do *cash flow* do projeto.

[13] Entre estas se pode citar:

Definido o tipo de bônus a ser utilizado, a questão de sua avaliação merece uma consideração adicional. O valor *spot* de uma variável financeira que se negocia de forma líquida é o mais adequado para ser usado no cálculo em um método *forward looking* como o CAPM, já que esse valor está descontado pelas expectativas de todos os agentes. Não obstante, deve ser levado em consideração que a volatilidade dessa variável pode originar certas distorções. Por essa razão, e considerando a volatilidade associada aos bônus locais, com a qual se estima o *spread* para determinar o risco-país, no caso da versão do CAPM internacionalizado por esse conceito ("*Country Spread Model*"), na prática se recomenda a utilização de médias.

Nesta questão, existe também uma certa discussão se devem ser utilizadas médias geométricas ou aritméticas. Advoga-se que, para os fins desejados, ou seja, o *benchmark* de um retorno futuro, a média aritmética seja um melhor indicador, dado que representa a esperança matemática da variável (ver item *Prêmio por Risco*). Interessa mencionar aqui que as médias não devem ser muito extensas, pois se perde toda a capacidade de predição da variável. Observa-se que são utilizadas habitualmente médias de até cinco anos.

Por outro lado, é interessante mencionar que a taxa livre de risco pode ser desagregada em uma taxa "real" e um prêmio que desconta a inflação futura. A taxa livre de risco real é o retorno que requereria um investidor na ausência de inflação e risco. Neste caso, o rendimento de investir em um ativo é conhecido com certeza e não está afetado pela inflação. Neste caso, esta taxa reflete de forma pura o valor tempo do dinheiro para um investidor. Esta questão é retomada e discutida em maior detalhe mais adiante no presente relatório.

Por último, é importante mencionar que, quando se utiliza a versão "*Country Spread Model*" do CAPM, deve-se assegurar a consistência entre o método utilizado para calcular a taxa livre de risco e o risco-país quanto ao tipo de instrumento e à forma de estimar seu valor. Este tema encontra-se analisado em detalhe no item *Modelo de Risco-País* a seguir.

Risco Sistemático da Indústria

Como já foi mencionado, a metodologia CAPM utiliza o termo *beta* para referir-se à relação entre o retorno de um determinado investimento e o retorno do mercado em seu conjunto.

Para estimar o *beta* de uma empresa, devem ser determinadas as mudanças que sofreu o preço da ação e referi-las aos movimentos do mercado global de ações. O procedimento habitual consiste em estimar o *beta* sob a forma econométrica, utilizando modelos de regressão. O rendimento em excesso de uma ação individual se correlaciona no tempo contra o rendimento em excesso de um portfólio de mercado (o rendimento em excesso é, neste caso, igual ao retorno total menos a taxa livre de risco para o período considerado). A inclinação da equação de regressão é o *beta*. Este parâmetro mostra então a sensibilidade do rendimento em excesso ao valor do portfólio do mercado. Se a inclinação da reta dada pela equação for igual à unidade, então isto significa que os rendimentos em excesso para a ação variam proporcionalmente com os rendimentos em excesso do portfólio de mercado (a ação tem o mesmo risco sistemático que o mercado como um todo).

Outra possibilidade é medir o *beta* através de uma equação específica. Essa equação estabelece que o *beta* de um determinado ativo é igual à relação entre a sua covariância[14] com o mercado e a variância [15] do mercado todo.

– Não se requer calcular a *duration* de um *cash flow* estimado; quer dizer, uma distribuição de pagamentos estimada em um período de tempo, que não é o mesmo caso de um bônus, para o qual a distribuição de pagamentos é conhecida;

– Não se requer realizar uma regressão polinomial para poder obter o rendimento de um bônus de similar *duration*, o que implica uma segunda estimativa;

A *maturity* (ou vida do projeto) é um valor conhecido, sem necessidade de que seja feita uma estimativa.

[14] A covariância é uma medida da associação existente entre duas variáveis, isto é: um valor positivo indica que o retorno do ativo e o retorno do mercado tendem a mover-se na mesma direção.

O trabalho empírico sobre a estabilidade da informação histórica de *betas* ao longo do tempo sugere que os *betas* passados são úteis para predizer *betas* futuros. Entretanto, a habilidade da predição parece variar com o tamanho do portfólio (quanto maior é o número de ações em um portfólio, maior é a estabilidade do *beta* para esse portfólio, ao longo do tempo). Por outro lado, os *betas* costumam mostrar maior estabilidade quando se consideram intervalos de tempo mais longos. Por esta razão, o ideal seria a medição do *beta* no período de tempo mais extenso possível, dado que este procedimento implica melhorar a precisão de sua estimativa. Entretanto, quanto mais "história" se inclui na equação de regressão, corre-se o risco de estar sendo considerada informação irrelevante para a análise.

Outro elemento chave a ser definido no cálculo do *beta* é o período de tempo, que pode ser diário, semanal, quinzenal, mensal, quadrimestral ou anual. A escolha dependerá, em grande medida, da extensão do período utilizado. Por exemplo, se forem considerados cinco anos de informação histórica, seria conveniente a utilização de dados diários. Isto é assim porque se forem utilizados dados quadrimestrais ou anuais, estarão disponíveis muito poucos dados para realizar a regressão[16].

Com a utilização de *betas* históricos na regressão é obtido como resultado um *beta* também histórico. Isto é uma manifestação implícita da tendência dos *betas* a convergir à média, assunto que se encontra amplamente discutido na literatura e que é conhecido como reversão à média dos *betas*. Devido ao fato que o objetivo do processo é a obtenção de um *beta* futuro ou esperado, os *betas* resultantes da base de dados histórica devem ser ajustados para se obterem valores prospectivos do parâmetro. Vários autores estudaram a tendência regressiva dos *betas* e apresentaram procedimentos para realizar esses ajustes. A seguir discutem-se dois dos métodos mais utilizados para essa finalidade:

Blume – este autor encontrou que os *betas* tendem a convergir ao valor original, ou seja, o *beta* do mercado, igual a 1. Isto significa que *betas* históricos altos (maiores que 1) tendem a superestimar os *betas* dos períodos futuros e *betas* menores que 1 tendem a subestimá-los. Para ajustar os *betas* para o futuro, Blume propôs realizar uma análise de regressão do *beta* de um período contra o *beta* do período anterior, e repetir essa análise para diferentes períodos. Aplicando essa metodologia, Blume desenvolveu uma fórmula que representa a tendência a convergir (β_1 = 0,371 + 0,6350). Na prática, a aplicação desta fórmula implica que se reduzirão os *betas* históricos maiores que 1 e se incrementarão os menores para este valor.

Vasicek – Este autor centrou sua atenção no desvio padrão dos *betas* estimados (quanto maior é esse desvio, menor resulta a significância estatística do *beta*). Neste sentido, a conclusão de Vasicek é que *betas* com altos desvios padrão deveriam ter um maior ajuste que *betas* com desvios padrão pequenos. Na realidade, Vasicek buscou melhorar uma das debilidades do ajuste sugerido por Blume, propondo que não fosse aplicado sempre o mesmo ajuste, a não ser quando a qualidade estatística das séries justificasse a implementação do ajuste. A fórmula de Vasicek implica que o *beta* ajustado de uma companhia é uma média ponderada dos *betas* históricos da empresa e não somente do *beta* do mercado, indústria ou grupo. O peso que é atribuído na fórmula ao *beta* histórico da empresa depende da significância estatística da estimativa. Aplicando este método, e utilizando o critério de reversão à média da indústria, os *betas* das empresas que pertencem a setores de menor risco que a média resultam em geral menores que os calculados segundo o procedimento proposto por Blume. O oposto ocorre no caso de *betas* associados a empresas de setores estruturalmente mais arriscados que a média do mercado.

---

[15] A variância, por sua parte, mede a magnitude em que o retorno em cada período difere do retorno médio.

[16] Entretanto, cabe mencionar que é possível que dados diários introduzam muito "ruído" na equação de regressão (especialmente em empresas pequenas, cujas ações não sejam negociadas diariamente no mercado de valores), o que retiraria qualidade nos resultados. Por esta razão, pode ser recomendável o uso de dados semanais ou mensais.

Existem numerosas empresas de reconhecido prestígio internacional que realizam o cálculo de *betas* sobre os mercados dos países desenvolvidos. Entre as mais importantes podem ser citadas Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg e Compustat. É muito importante considerar, no momento de definir a fonte de informação a ser utilizada para avaliar a amostra, a definição do período temporal considerado e o processamento econométrico realizado por cada empresa. É possível observar, para um mesmo setor, diferenças entre 0,1 e 0,4 (em valores absolutos) nos *betas* calculados por distintas empresas especializadas. A partir do que, sejam os betas estimados para o caso do estudo ou sejam obtidos de fontes especializadas, é muito importante conhecer ou aplicar a metodologia adequada. Deste modo, por exemplo, Value Line e Compustat utilizam ajustes tipo BLUME, a partir do qual, em setores de baixo risco (como o de distribuição de gás) obtêm-se maiores betas que com ajuste Vasicek. Outra possibilidade é realizar os cálculos (utilizando os enfoques escolhidos) sobre informação de base (obtida de uma fonte de dados primária tipo Bloomberg).

De um ponto de vista estritamente teórico, o CAPM requer que seja considerado, na equação de regressão, todos os tipos de ações com risco existentes no mercado. Entretanto, essa determinação não pode ser realizada na prática, por isso pode-se recorrer a uma estimativa de tipo *proxy*. Com essa finalidade, é habitual recorrer ao índice S&P 500, ao índice NYSE ou ao índice NYSE/AMEX/NASDAQ.

Quando se deseja utilizar o *beta* para estimar o custo de capital de uma empresa ou conjunto de empresas e não se dispõe de dados da empresa individual ou do conjunto, é melhor utilizar o *beta* de uma carteira de empresas similares, do mesmo setor industrial, com o que os desvios típicos tendem a se anular. Adicionalmente, quando se requer o *beta* para definir o custo de capital para uma empresa regulada, deve-se considerar uma amostra de empresas, já que não interessa o *beta* da empresa, mas sim uma espécie de "benchmark beta".

Isto leva à consideração de vários aspectos fundamentais para o cálculo dos *betas*. É necessário encontrar fontes de informação com suficiente volume de dados para poder estimar *betas* com certa precisão, que essa informação tenha a transparência requerida e que seja aplicável ao caso em estudo. A este respeito, habitualmente se calcula o *beta* sobre a base da mesma fonte de informação daquela que se extraiam os parâmetros da taxa livre de risco e do prêmio de mercado. Considera-se em geral o mercado dos EUA, onde se dispõe de outras vantagens adicionais, tais como o volume, a quantidade de empresas do setor que negociam ações em bolsa, a liquidez dos papéis e a transparência.

Para a determinação do parâmetro *beta* para fins regulatórios, deve-se utilizar uma amostra de empresas representativa do caso. Isto expõe o assunto da comparabilidade, isto é, a questão de se determinar quão representativa é a amostra que se pode escolher com respeito à empresa em particular.

A principal dificuldade para se definir uma amostra representativa reside em se encontrar empresas similares àquela sob avaliação, ou que pelo menos operem unicamente em um setor. Esta situação em geral não ocorre na realidade. Mesmo no mercado mais líquido, o dos EUA, a maior parte das empresas constitui-se em conglomerados (*holdings*) operando em vários setores.

Uma solução possível para esta limitação consiste em definir a amostra considerando como empresas comparáveis àquelas para as quais uma certa percentagem dos ganhos (por exemplo, 75% ou mais) provém da mesma atividade que realiza a empresa sob avaliação. Este enfoque, embora seja uma alternativa pragmática, apresenta algumas dificuldades, posto que aplicando esse critério de comparabilidade, em vários casos, se eliminam da amostra as empresas maiores de um setor, com o que se perde quantidade de informação.

Outra opção, mais rigorosa que a anterior, é a provida por Kaplan e Peterson através do método "*Full-Information Industry Betas*". Consiste em uma análise econométrica de painel que gera *betas* para um conjunto de indústrias, baseados na exposição de uma empresa desse setor. Embora o procedimento estatístico seja complexo, a principal vantagem consiste em que são determinados *betas* setoriais utilizando toda a informação disponível, minimizando o desvio estatístico. Esse é o enfoque que utilizam as empresas que oferecem serviços de processamentos de *betas* ao mercado.

Existem numerosas empresas de reconhecida capacidade que processam este tipo de informação e rapidamente a disponibilizam e comercializam.

Para a definição do tipo de informação a ser considerada no cálculo dos *betas*, dispõe-se de duas opções básicas:

- Privilegiar a homogeneidade da fonte de dados com respeito ao caso de aplicação, o que implica perder certa robustez estatística na estimativa do *beta*. No caso do setor de distribuição de gás natural do Brasil, esta opção implica a utilização de uma amostra de empresas latino-americanas operando sob o mesmo tipo de regulação que a indústria brasileira (enfoque tipo "cap")[17]. Caso se decida realizar este exercício sobre o Brasil, o problema é que existem muito poucas empresas com capital aberto para considerar uma amostra adequada. Mesmo que se estenda a amostra a empresas latino-americanas (Argentina, Chile, Colômbia), a amostra é relativamente pequena e algumas ações que compõem este portfólio são de baixa liquidez. Adicionalmente, dada a conjuntura (extensa) de vários destes países, torna-se muito complexo a estimativa do prêmio por risco sobre o mercado de capitais, devido à volatilidade do mesmo, à existência de prêmios negativos etc.;
- Privilegiar a qualidade e volume de informação de referência, sob risco de perder compatibilidade. Neste caso, recomenda-se utilizar o mercado dos EUA. Como é conhecida, a regulação do setor de gás natural desse país é do tipo por taxa de retorno, que resulta em menor risco para o investimento que a que é utilizada no mercado brasileiro. Por este motivo, deve-se adicionar um *plus* por tipo de regulação. A estimativa deste *plus* é um assunto para o qual não existe uma alternativa claramente superior.

Apesar de que a primeira opção apresenta-se mais específica à realidade da indústria regulada do país em questão, a realidade mostra que a maioria dos países da região optaram por estimar os *betas* a partir do mercado dos EUA. A razão que explica esta decisão é que, na maioria dos países da América Latina, não existe um mercado de capitais desenvolvido. Adicionalmente, em virtualmente todos esses países, as ações das empresas que podem ser utilizadas como uma referência válida tem baixa liquidez.

Uma das principais vantagens de se utilizar o mercado acionário dos EUA para determinar o valor do *beta* é que, como já se mencionou, existem numerosas empresas de reconhecido prestígio internacional que realizam esta estimativa. Isto resulta benéfico, não somente pela transparência do cálculo, mas também pela riqueza que se tem ao analisar distintas fontes, dado que as distintas empresas utilizam diferentes procedimentos estatísticos para obter os resultados. O valor do *beta* determinado por cada empresa difere dos calculados pelas outras empresas especializadas, tanto pela informação como pelo procedimento estatístico utilizado. Neste sentido, a discussão sobre que procedimento estatístico utilizar para a determinação é relevante.

[17] É óbvio que a estimativa sobre o mercado local permite identificar a percepção do mercado dos verdadeiros riscos do setor, tal como os riscos regulatórios ou políticos específicos que recaiam sobre o mesmo; entretanto, as dificuldades na estimativa dificultam a avaliação destes riscos.

Em particular, a Ibbotson Associates, empresa cujas determinações são amplamente utilizadas pelos expertos neste assunto, calcula os *betas* das empresas a partir dos valores de preço das ações durante os últimos 5 anos por código CIIU (Código de Identificação Industrial Universal)[18]. Para essa estimativa utilizam-se dois métodos alternativos: o método clássico (estimativa por mínimos quadrados) e o método denominado *"sumbetas"*, que resulta da realização de uma regressão econométrica utilizando um atraso. Este último método é superior ao clássico, dado que é conhecido que os títulos de empresas de média e baixa capitalização (que não são negociados diariamente) reagem com um atraso em relação aos movimentos do mercado. Do mesmo modo, existem detalhes técnicos, como o procedimento utilizado de reversão à média, que conduzem a resultados muito diferentes e que foram anteriormente mencionados neste documento. Todos estes aspectos somente podem ser analisados no mercado dos EUA, único mercado onde a riqueza das informações disponíveis o permite.

Por outro lado, é importante mencionar que quando os *betas* são determinados considerando uma amostra de empresas operando sob uma regulação de preços máximos, obtêm-se geralmente "betas desalavancados" compreendidos entre 0,4 e 0,8. Quando os *betas* são calculados a partir de informações do mercado acionário dos EUA, os valores obtidos são em geral inferiores. Segundo o procedimento estatístico utilizado, esses valores podem variar entre 0,1 e 0,4.

Reconhece-se internacionalmente que o método de regulação por preços máximos implica para as empresas reguladas um risco algo superior que aquele sob um regime de taxa de retorno. Essa diferença se vê refletida ao examinar comparativamente os *betas* que podem ser obtidos em países com mercados de capitais desenvolvidos e regulação por "price cap", como o caso inglês ou o australiano. No reconhecido estudo teórico e empírico de Alexander, Mayer e Weeds (AMW), intitulado "*Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison*", os autores realizam uma análise exaustiva do tema e chegam à conclusão de que existe um diferencial entre os *betas*, entre ambos os tipos de regulação, compreendido entre 0,2 e 0,6, dependendo do setor. Entretanto, no mesmo trabalho os autores apresentam uma série de limitações às conclusões observadas, fundamentalmente porque foram constatados diferenciais que não resultam razoáveis *a priori*. É o caso do setor do gás, para o qual o adicional obtido resulta três vezes superior ao do setor elétrico. O mencionado estudo é muito utilizado nas distintas experiências latino-americanas para ajustar os *betas* estimados sobre os resultados do mercado dos EUA. Em algumas ocasiões utiliza-se o diferencial para o caso do setor elétrico, que é de 0,22, enquanto que em outras situações se considera uma média dos setores analisados, o que resulta em um adicional de 0,41.

Outro aspecto de importância a ser considerado é que o mencionado estudo de AMW foi publicado em 1996. Como conseqüência do processo de aquisições ocorrido no setor elétrico britânico nos últimos anos, as empresas distribuidoras deixaram de ter cotação no mercado de ações e o setor perdeu liquidez. Esta circunstância dificulta o cálculo do *beta* nesse mercado e, portanto, a atualização da estimativa do adicional por risco regulatório. O próprio Regulador inglês (OFGEM) enfrentou essas dificuldades na época da última revisão tarifária das empresas distribuidoras.

Uma alternativa a esta proposta consiste em tentar atualizar o mencionado trabalho. Como isto não é possível, uma vez que desde a fusão do Lattice Group Plc (proprietário da Transco) e do National Grid Plc, não existe no Reino Unido uma empresa de redes de gás propriamente dita, pode-se tomar como *benchmark* o valor proposto pelo OFGEM na última revisão da Transco[19]. Este valor é de 0,46 para o beta desalavancado.

---

[18] SIC em inglês.

[19] OFGEM, Review of Transco's Price Control from 2002 - Final Proposals - September 2001.

Existem algumas outras vias de exploração neste tema que estão sendo desenvolvidas hoje em dia, por exemplo, tentar estimar um prêmio por tipo de regulação, a partir da comparação dos *betas* que são obtidos para um mesmo setor nos EUA, porém para empresas com distinto tipo de regulação[20]. A partir da segmentação das atividades e as paulatinas mudanças regulatórias nos EUA, isto pode ser computado; entretanto, não existem, atualmente, resultados conclusivos, uma vez que as distintas empresas enfrentam não somente distintos esquemas regulatórios, mas também, por exemplo, distintas tecnologias com riscos diferenciados de afundamento de ativos não amortizados.

A estimativa do *beta* a partir do mercado local, a utilização da taxa livre de risco e o prêmio de mercado a partir do mercado dos EUA constitui uma prática utilizada no âmbito regional. O *beta* mede o risco particular de um setor com respeito ao mercado, considerando as características particulares e condições específicas desse setor, tais como o tipo de investimento, o risco de mercado e o esquema regulatório. Não são consideradas nessa determinação a situação do mercado global nem tampouco as condições macroeconômicas do país. Este é o conceito fundamental que sustenta o modelo CAPM. Se o valor do *beta* dependesse dos riscos do mercado ou do país, o modelo "internacionalizado" do CAPM não teria sentido, pois os fatores de prêmio de mercado e risco-país estariam considerados mais de uma vez. Em outras palavras, o método permite determinar o risco sistêmico a partir de informações de um mercado diferente daquele considerado para a estimativa dos outros parâmetros, mantendo sua consistência.

Existem diferenças entre os especialistas sobre a concepção que acaba de ser exposta. Um contra-exemplo tipicamente citado é a covariância de uma empresa de serviço público (sob a hipótese de similares condições regulatórias), estimada sobre os dados do índice *S&P 500* ou sobre o ASX australiano. O primeiro é um indicador de um mercado tipicamente industrial, enquanto que o segundo se refere a um mercado constituído por empresas de processamento de recursos naturais. Como ambos os mercados enfrentam riscos médios diferentes, a covariância não pode ser similar. Não existe uma posição conclusiva sobre este assunto; por isso, costuma-se recomendar, frente à dúvida, manter consistência sobre os mercados considerados para determinar os *betas* e o prêmio por risco.

É claro que do ponto de vista da consistência conceitual, o ideal seria estimar um CAPM local, determinando a taxa livre de risco, o prêmio de mercado e o *beta* sobre o mercado acionário local. Entretanto, em geral isto não é possível, porque a qualidade e quantidade das informações disponíveis não o permitem. Os mercados de capitais não são amadurecidos, as séries de tempo não são suficientemente extensas, os fortes desequilíbrios macroeconômicos geram altas volatilidades dos papéis, tem-se baixa liquidez em muitos casos etc. Por esses motivos, deve-se recorrer a métodos *ad-hoc* cuja justificativa teórica não foi demonstrada, mas que a prática impôs.

Considerando-se que os dois caminhos descritos apresentam vantagens e limitações, uma alternativa recomendável é trabalhar-se com cenários.

Outro elemento importante a considerar é a distinção entre o *beta* do ativo e o *beta* do patrimônio. O *beta* do ativo corresponde a valores não ajustados pela alavancagem empresarial ("betas desalavancados"). Estes *betas* são calculados a partir de empresas que operam no mercado acionário, que têm um determinado nível de endividamento. Por outro lado, o *beta* do patrimônio ("betas alavancados") corresponde ao *beta* com alavancagem.

[20] Por exemplo, o setor de telecomunicações nos EUA.

Para aplicar o CAPM, requer-se calcular o *beta* ajustado pela alavancagem empresarial ótima, quer dizer, aquele relevante para o mercado sob análise, e o mesmo utilizado para determinar o WACC. Para estimar o *beta* sem alavancagem, deve-se conhecer a taxa tributária sobre os lucros do mercado utilizada para determinar os *betas* e o nível de endividamento médio das empresas utilizadas como referência. O *beta* sem alavancagem é calculado da seguinte maneira:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1+(1-t).(D/E)}$$

Onde:

β_u: "beta" desalavancado;

β_L: "beta" alavancado;

D: nível de endividamento de médio/longo prazo;

E: Patrimônio Líquido;

t: taxa de impostos (impostos sobre os rendimentos).

Sintetizando o exposto neste item, é importante destacar que os procedimentos para a estimativa do parâmetro *beta* e a "internacionalização" do método CAPM são aspectos em relação aos quais efetivamente existe um espaço de discussão. Não se dispõe de uma opção claramente superior sobre todas as demais, o que levou a que distintos países tenham escolhido enfoques diferentes. Em todos os casos, mesmo em países desenvolvidos como o Reino Unido[21] ou Austrália, encontraram-se dificuldades, que geraram espaços de discussão.

Prêmio por Risco (Retorno de uma Carteira Diversificada)

O prêmio por risco pode ser definido como o retorno adicional que espera receber um investidor, para compensar o risco que assume por investir em um determinado ativo, em lugar de fazê-lo em um ativo livre de risco. Resulta então igual à diferença entre o retorno esperado do portfólio do mercado e a taxa livre de risco.

O risco esperado (futuro) é um parâmetro não disponível no mercado. Deve ser estimado, para o que, em geral, utilizam-se dados históricos. Existem diferentes métodos para determinar o prêmio por risco e várias fontes de informação disponíveis para a estimativa. Por esta razão, considera-se que o procedimento mais transparente é escolher uma publicação de reconhecido prestígio internacional, que permita obter diretamente o prêmio por risco. Desta forma, evita-se a discussão sobre o método de estimativa, o que gera espaços de discussão e, portanto, é fonte de vários resultados não necessariamente similares.

Para países emergentes costuma-se utilizar estatísticas internacionais, em particular dados do mercado dos EUA, devido basicamente aos grandes volumes de transações, sua competitividade e a grande quantidade de informações estatísticas disponível.

Para a estimativa do prêmio por risco do mercado devem ser considerados dois aspectos importantes: o período que será tomado como referência e a técnica estatística utilizada para o cálculo das médias.

[21] Nas revisões tarifárias recentes das RECs ("*Regional Electricity Companies*") e da empresa de transmissão ("*National Grid Company*"), foram apresentados, sem maior argumentação, um valor de "beta desalavancado" da ordem de 0,5 para ambas as atividades (distribuição e transporte de energia elétrica). No caso da Transco, o *beta* foi imposto sem uma maior argumentação no valor de 0.45.

O período de tempo (momento inicial e final) considerado na determinação dos dados históricos utilizados é determinante sobre os resultados obtidos. Na determinação da taxa de prêmio por risco, através da utilização de valores históricos, assume-se implicitamente que o retorno médio realizado é um *proxy* apropriado do retorno esperado (ou seja, que as expectativas do investidor se realizam). Entretanto, isto pode não ocorrer, devido a que as expectativas realizadas no futuro podem resultar muito distintas daquelas esperadas originalmente pelos investidores. Por esta razão, deve-se considerar um período o mais extenso possível, havendo disponibilidade de dados, como uma maneira de eliminar estas anomalias, basicamente relacionadas com o ciclo econômico. Taxas determinadas sobre bases de períodos curtos de tempo podem ser extremamente voláteis, já que são muito sensíveis a alterações em aspectos tais como as condições do mercado de capitais, as expectativas de inflação e as políticas fiscais e monetárias.

Visando determinar as médias dos retornos, dispõe-se de duas opções: média aritmética ou média geométrica. Ambas são muito usadas e apresentam vantagens e limitações.

Assim, a média aritmética é um estimador não enviesado do parâmetro. Entretanto, mostra-se sensível à duração do período; a média geométrica consiste na taxa de retorno composta, que ajusta os valores de início e fim do período considerado, por isso reflete melhor os retornos ocorridos no passado e não varia com a duração do período. Por esta razão, alguns autores recomendam a utilização da média geométrica, quando forem considerados períodos de longa duração. Pelo contrário, outros especialistas consideram que, devido ao fato de o CAPM se basear em expectativas, o único critério consistente com esse enfoque seria o uso da média aritmética, dado que a média geométrica trabalha com resultados possíveis.

Uma das opções mais utilizadas no mundo para determinar o prêmio por risco é considerar o estudo realizado pelo *Ibbotson Associates* sobre o mercado norte-americano. Este trabalho determina resultados históricos baseando-se em uma carteira extremamente líquida e diversificada como é o "Índice Composto do *Standard & Poor's 500*". A ponderação de cada ação nesse índice corresponde ao preço de bolsa multiplicado pelo número de ações em circulação. Como o "*S&P500*" não considera o efeito dos dividendos, o estudo do *Ibbotson Associates* contempla correções para incorporar esse aspecto, de modo a obter os retornos reais das ações[22]. O período analisado no estudo se estende desde 1926 até 2000 e foram considerados dados de retornos mensais. Na Tabela I apresentam-se as médias aritméticas dos prêmios de risco calculados para distintos períodos de tempo considerando como taxa livre de risco o bônus do tesouro dos EUA a 20 anos.

[22] IBBOTSON Associates, *Stocks, Bonds, Bills and Inflation (SBBI),* Valuation Edition 2001.

Tabela I - Prêmio por risco para o mercado acionário dos EUA

Duração do período	Período	Prêmio por Risco
75 anos	1926-2000	7,8%
70 anos	1931-2000	7,7%
60 anos	1941-2000	8,3%
50 anos	1951-2000	8,7%
40 anos	1961-2000	5,8%
30 anos	1971-2000	6,3%
20 anos	1981-2000	8,1%
10 anos	1991-2000	11,6%
5 anos	1996-2000	13,2%
Fonte: *Ibbotson Associates*		

Pode-se observar que o prêmio por risco varia entre os valores extremos de 5,8% e 13,2%, o que indica que a determinação empírica do custo de capital depende fortemente do período de amostragem considerado.

Por fim, é importante mencionar que, para efeito de aplicação do método CAPM, não é necessário que coincidam os períodos de estimativa das médias da taxa livre de risco e do prêmio de mercado, já que são magnitudes diferentes do ponto de vista conceitual. A taxa livre de risco é uma magnitude vinculada fundamentalmente com a macroeconomia conjuntural (global ou local) e, por isso, seu valor mais preciso é o *spot* ou média de períodos curtos. O prêmio de mercado, contrariamente, não é uma magnitude conjuntural, mas está relacionado com a forma através da qual a média dos agentes da economia avalia o risco. Em conseqüência, mostra-se relativamente estável no tempo. Como mencionado neste item, admite-se que o mais razoável seja considerar médias de longos períodos[23], já que se supõe que a média dos retornos passados seja um estimador adequado dos retornos esperados e que para períodos extensos os rendimentos esperados e realizados convirjam[24].

É necessário levar em consideração outros aspectos técnicos para assegurar a congruência da metodologia aplicada.

Por um lado, deve-se assegurar a consistência entre o título utilizado para avaliar a taxa livre de risco e o prêmio por risco que esteja sendo estimado. Em muitas publicações, o prêmio por risco é estimado em relação aos bônus sem risco de distintas *maturities*; por isso, deve-se escolher aquele que resulte consistente com esse parâmetro. Deve-se proceder da mesma forma se o cálculo for realizado a partir das informações de base. Eventuais inconsistências neste aspecto podem gerar diferenças de até 150 pontos básicos no valor resultante do parâmetro.

Por outro, para a determinação do retorno associado ao instrumento sem risco, somente deve-se utilizar o retorno normal ou ingresso do bônus. Não devem ser contemplados lucros ou perdas por variação do preço do bônus ou pelo reinvestimento dos juros pagos.

---

[23] Existe grande discussão sobre utilizar médias de tão longo prazo que incluam a depressão de 1929 ou o período da Segunda Guerra Mundial, pelas volatilidades observadas nesses períodos.

[24] Do ponto de vista da teoria financeira, a hipótese "*future equals the past*" é aplicável a séries de tempo aleatórias. Existem numerosos trabalhos empíricos onde se demonstra que as séries de prêmio de mercado são estocásticas e podem então ser utilizadas para predizer o futuro.

Prêmio por Tamanho

A teoria financeira incorporou recentemente o tamanho da empresa como um parâmetro que tem incidência no valor da taxa de retorno. A existência dessa relação parece ser ratificada ao ser observado que as pequenas empresas, em média, têm retornos mais altos que as grandes empresas.

A consideração desse parâmetro foi iniciada com as análises quantitativas realizadas durante a década de noventa. Desde aquela data, tem-se verificado que o *beta*, determinado considerando todos os ajustes já mencionados, não incorpora corretamente o maior risco que os investidores requerem de uma empresa de pequeno patrimônio.

Os estudos teóricos e empíricos que dão fundamento a esta posição afirmam que o maior risco das companhias pequenas, no contexto do método CAPM, não é totalmente compensado por retornos elevados no longo prazo. Somente o risco sistemático é compensado na aplicação desse método; e as companhias mostraram rendimentos que excedem os implícitos em seus *betas*.

Se for comparado o rendimento histórico com o retorno estimado através do CAPM, observa-se que aquelas companhias de menor capitalização tiveram rendimentos não totalmente contemplados por seus maiores *betas*. Do mesmo modo, este retorno em excesso, ao ser projetado pelo CAPM, cresce de forma inversa ao tamanho patrimonial da empresa.

A conseqüência dessa comprovação parece ser que o mercado não ignora este risco não sistemático, e ainda demanda e obtém retornos adicionais por aceitá-lo. A conveniência de considerar este risco não sistemático é especialmente importante no caso de empresas de capital fechado, já que os acionistas não diversificam suas posses como o fazem aqueles que dispõem de ações de empresas com cotação em Bolsa de Valores.

Devido ao fato de o prêmio por tamanho ser um assunto de desenvolvimento relativamente recente no âmbito da teoria financeira, alguns acadêmicos e especialistas questionam sua consideração. Entretanto, até o presente, não há evidência suficiente para recomendar a exclusão deste parâmetro. Por outro lado, sua consideração efetiva tem sido uma característica dos estudos de avaliação e definição de taxas de retorno para empresas reguladas.

O método utilizado habitualmente para quantificar o prêmio por tamanho consiste em ordenar todos os ativos de uma carteira[25] em 10 decis, classificando as empresas pelo valor de seu patrimônio. Posteriormente estima-se o retorno esperado para cada decil, utilizando o método CAPM, e se compara esse valor com o retorno real observado no período 1926–2000. A diferença entre ambos os valores é o prêmio por tamanho. As estimativas realizadas pelo *Ibbotson Associates* estão apresentadas na Tabela II.

Tabela II - Estimativa de prêmios por tamanho sobre a base de ações do NYSE/AMEX/NASDAQ para o período 1926-2000

DECIL DA ANÁLISE	TAMANHO PATRIMONIAL APROXIMADO (LIMITE SUPERIOR EM US$MM)	PRÊMIO POR TAMANHO [%]
1 (EMPRESAS MAIORES)	530.000	- 0,21
2	10.500	0,14
3	4.100	0,22

[25] Neste caso, a carteira é NYSE, AMEX e Nasdaq, segundo a estimativa realizada pelo Ibbotson Associates no SBBI 2001.

DECIL DA ANÁLISE	TAMANHO PATRIMONIAL APROXIMADO (LIMITE SUPERIOR EM US$MM)	PRÊMIO POR TAMANHO [%]
4	2.200	0,10
5	1.300	0,33
6	840	0,17
7	540	- 0,22
8	330	- 0,10
9	190	0,14
10 (EMPRESAS MENORES)	84	2,32
Fonte: *Ibbotson Associates*		

Observa-se que o risco por tamanho é importante somente nas empresas menores. Nos outros decis, o efeito é comparável ao desvio estatístico, portanto não é significativo.

Por outro lado, cabe mencionar que se forem considerados períodos mais curtos, da ordem de 30 anos, o prêmio por tamanho se torna negativo, sobretudo no caso das empresas menores. O mesmo efeito pode ser observado se for analisado o prêmio referente à escala setorial. Em alguns setores industriais não se verifica a existência de um prêmio por risco para nenhum decil patrimonial.

Internacionalização do método CAPM

A determinação do custo do capital, no âmbito doméstico em que opera uma empresa ou grupo de empresas, pode tornar-se mais complexa devido à falta de informação suficiente ou à má qualidade dos modelos empregados. Em escala internacional, essa determinação se torna ainda mais complexa, tanto devido à carência de informações disponíveis como pelas limitações que se observam na integração dos mercados internacionais.

A razão fundamental que conduz à determinação do custo internacional do capital é a necessidade das companhias internacionais de considerarem uma taxa de desconto diferente daquela que utilizam no mercado doméstico, em suas operações no estrangeiro, se o mercado de fora de seus países mostrarem-se com maior risco.

Apresenta-se, na realidade, como o caso de empresas internacionais cuja dívida e inclusive ações podem ser obtidas em um mercado A, como, por exemplo, o dos EUA. A execução de um determinado projeto que seja desenvolvido em outro país B (por exemplo, emergente), expõe a companhia investidora a uma economia que pode ter diferenças fundamentais em relação àquela do país A. Esta circunstância se reflete na taxa de desconto com que o investidor avalia o projeto em questão.

A título de exemplo, pode ocorrer que a economia emergente apresente menores custos para os insumos ou uma regulação menos exigente. Estas diferenças se refletem em um maior valor dos fluxos descontados. Além disso, o investimento pode estar sujeito a flutuações originadas por características específicas do mercado emergente, assim como a outras devidas à incidência de variáveis políticas e econômicas, que possam ser relevantes para o projeto. Como conseqüência destes aspectos, o investidor requererá uma taxa de retorno ao capital específica para o caso da economia emergente, que pode ser diferente daquela demandada para os investimentos realizados em seu país de origem.

Considerando a dificuldade existente para a obtenção de informações sobre companhias e sobre indústrias no âmbito internacional, a prática habitual consiste não na determinação do risco específico da indústria em seu conjunto, mas sobretudo em estudar o risco geral dos mercados nos quais a indústria sob análise desenvolve sua atividade.

Nessa análise de mercado é importante considerar o tamanho dos mercados envolvidos em Bolsa de Valores. Destaca-se o caso dos EUA, onde é possível analisar milhares de companhias participantes no mercado, em uma ampla diversidade de atividades industriais. Há muitos anos o mercado em Bolsa de Valores dos EUA apresenta-se relativamente grande para os padrões internacionais. Basta mencionar a respeito que o "*Center for Research in Security Prices*" (CRSP) contém os arquivos com o retorno do mercado acionário para 500 companhias desde o ano 1926. Em comparação com esta situação, muitos mercados internacionais mostram-se pequenos e estão menos diversificados.

A informação financeira disponível costuma ser ainda mais escassa nos mercados emergentes, embora estes tendam a uma maior concentração. Assim, cálculos realizados pelo "*International Finance Corporation*" *(IFC*) do Banco Mundial mostram que no mercado argentino as companhias mineradoras representam 47% da capitalização em Bolsa de Valores, enquanto que no caso da Índia as companhias manufatureiras capitalizam 85% do mercado. As bases do IFC são recentes, o que dificulta a análise de longo prazo.

O elemento fundamental a ser considerado na determinação da taxa do prêmio por risco internacional do capital é a localização física do investidor e seus recursos. O investidor internacional é afetado diretamente pelo tipo de câmbio existente entre as divisas relevantes para o projeto de investimento. O prêmio por risco de mudança difere entre o país destino do investimento e o de origem, devido aos lucros e às perdas que podem ser produzidos como conseqüência da movimentação das divisas. Esses lucros ou perdas se traduzem em valores diferentes das taxas de retorno do mercado acionário e dos instrumentos livres de risco, segundo a divisa considerada. O mesmo ocorre com o prêmio por risco, que é o diferencial entre a taxa livre de risco e o rendimento em Bolsa de Valores. Deve-se observar que o rendimento em Bolsa de Valores pode chegar a ser menor que a taxa livre de risco, o que poderia resultar em prêmios negativos ao capital internacional. Isto pode ser a conseqüência de uma expectativa de risco, no mercado em Bolsa de Valores, menor que o dos instrumentos livres de risco. Não obstante, a sustentabilidade em longo prazo de um prêmio por risco negativo carece de racionalidade econômica.

As crises financeiras ocorridas nos mercados emergentes na década de noventa originaram uma profunda recomposição da estrutura financeira global e isto promoveu um notável desenvolvimento da investigação e de mecanismos de avaliação financeira. Entretanto, atualmente não existe um consenso geral com relação a um método específico para a avaliação de empresas ou para a estimativa de uma taxa de retorno razoável, para um negócio regulado.

Os métodos existentes apresentam variações consideráveis entre si. Por outro lado, caracterizam-se por considerarem uma série de pressupostos, os quais sempre apresentam certo grau de arbitrariedade, devido à limitada evidência empírica e à volatilidade dos mercados emergentes.

A determinação do custo internacional do capital é uma disciplina recente e em desenvolvimento acadêmico. Neste compartimento se analisarão alternativas para aproximar o adicional por risco país, quer dizer, considerações de risco político, macroeconômico, social etc., sem se aprofundar no tema do risco de câmbio, que será analisado mais adiante. A seguir, apresentam-se alguns dos modelos mais freqüentemente utilizados na atualidade, com essa finalidade.

CAPM Internacional

Os princípios gerais do CAPM podem ser aplicados no âmbito internacional. A definição do portfólio de mercado pode ser ampliada para incluir os mercados em Bolsa de Valores de todos os países do mundo. O CAPM estabelece que a taxa de retorno de um título, ação ou país, é igual à taxa livre de risco mais o parâmetro *beta* multiplicado pelo prêmio por risco. O CAPM pode ser definido através da fórmula:

$$Ks = Rf + (Bs \times ERP)$$

Onde:

Ks: o custo do título para a companhia "s";

Rf: a taxa de retorno esperada do instrumento livre de risco;

Bs: o *beta* da ação da companhia "s"; e

ERP: o prêmio esperado do título ou o montante esperado pelos investidores que o retorno futuro de ações exceda o do instrumento livre de risco.

Para aplicar o CAPM ao caso específico de um país, o modelo pode ser modificado de forma tal que a taxa livre de risco e o *beta* sejam específicos do país sob análise e o prêmio por risco seja calculado sobre uma base internacional. O *beta* seria estimado considerando o mercado mundial de ações como mercado de referência.

Um aspecto fundamental para a determinação usando o método CAPM é a estimativa do prêmio por risco no mercado mundial, e para isto é necessário usar séries de dados que sejam longas. Entretanto, a informação existente no âmbito internacional se caracteriza pela disponibilidade de séries históricas que, em geral, correspondem a períodos curtos. Considerando que o mercado dos EUA oferece longas séries históricas, uma opção para contemplar essa limitação consiste em estimar o prêmio por risco em Bolsa de Valores sobre a base dos dados desse mercado e dividir o valor obtido pelo *beta* do mercado dos EUA, com relação ao mercado mundial:

$$ERP_W = \frac{ERP_{US}}{B_{US}}$$

Onde:

ERP_W: o prêmio por risco em Bolsa de Valores mundial;

ERP_{US}: o prêmio por risco em Bolsa de Valores dos EUA, medido sobre a base da história completa de dados disponíveis; e

B_{US}: o *beta* do mercado dos EUA, medido sobre os retornos desse mercado e os do resto do mundo.

O passo seguinte na aplicação de um CAPM internacional é a estimativa de um *beta* específico do país sob análise, utilizando o prêmio por risco internacional. A metodologia para a estimativa do *beta* para mercados internacionais é similar a que se aplicaria em um mercado dos EUA. O parâmetro mais relevante neste cálculo é a duração do período da série de dados histórica a ser considerada. Embora um horizonte de 5 anos possa ser utilizado para uma economia como a do Reino Unido, para mercados em transição tem sido mais adequado considerar séries mais curtas, devido ao fato que, nestes mercados, os *betas* em geral apresentam uma estabilidade relativamente baixa.

As limitações observadas nos cálculos dos *betas*, nos mercados domésticos, também ocorrem nos mercados internacionais, e até com características mais acentuadas, o que faz com que as determinações sejam muito pouco robustas, do ponto de vista estatístico e, portanto sem capacidade de predição[26].

CAPM Global ("Globally Nested" CAPM)

Uma possível solução às limitações do CAPM nos mercados emergentes consiste em expandir o modelo. Embora seja possível encontrar dados relacionados ao risco de um país específico sobre a base da interação entre esse país e o mundo todo, obtém-se informação mais completa se for examinada a interação entre o país e aqueles da região a que o país pertence. Este enfoque regional encontra-se em um trabalho recente de Clare e Kaplan, que se baseia no conceito de que, se os mercados internacionais não estiverem plenamente integrados, o risco regional é relevante.

$$k_c = r_f + (B_{CW}).(ERP_W) + (B_{CR}.a_R)$$

Onde:

k_c:	o custo do capital para o país C;
r_f:	a taxa de retorno esperada do instrumento livre de risco;
B_{CW}:	a covariância do país C, com relação ao risco do mercado mundial;
ERP_W:	o prêmio esperado à taxa de retorno do capital;
B_{CR}:	a covariância do país com relação ao risco regional;
a_R:	o prêmio por risco associado com a região R, que não é parte do prêmio pela taxa de retorno mundial.

Em sua forma estendida, este modelo procura incorporar a sensibilidade do país sob análise, não somente frente ao mundo, mas também frente à região a que pertence.

É claro que os resultados da aplicação deste método dependem fortemente da determinação que se realize dos componentes regionais. Isto faz com que a estabilidade desses resultados seja limitada, pois não existe um mecanismo preciso para definir as regiões e o valor da taxa depende do âmbito regional considerado.

Nas verificações realizadas, este modelo demonstrou ser efetivo na região da América Latina. Não se obtiveram resultados equivalentes em outras regiões. Atualmente, o modelo de Clare e Kaplan ainda se encontra em desenvolvimento e verificação, por isso sua utilização prática é limitada.

Modelo de Estimativas Baseado em Qualificações Gerais

Uma limitação associada aos modelos baseados no mercado é que podem ser aplicados unicamente a economias de mercado. No âmbito internacional existem poucos países que podem prover as informações necessárias para a estimativa do custo de capital pelo método CAPM. Para considerar este aspecto e outras dificuldades existentes na utilização desses modelos, Erb, Harvey e Viskanta propuseram um modelo baseado nos *ratings* de crédito ou institucionais dos países[27].

---

[26] O desvio padrão da estimativa é muito alto em mercados emergentes e por isso a significância estatística da estimativa se torna muito diminuída.

[27] ERB, Claude, HARVEY; Campbell R.; e VISKANTA, Tadas. Country Credit Risk and Global Portfolio Selection, *Journal of Portfolio Management,* Winter 1995.

O conceito que sustenta este enfoque é que, a partir das estimativas de risco e dos resultados financeiros das economias de mercado desenvolvidas, pode-se inferir os retornos esperados em economias em desenvolvimento, sejam ou não de mercado. Assim, considerando a lista de nomes completa de economias de mercado com informação creditícia, realiza-se uma regressão com a taxa de retorno como variável independente. A equação obtida deve permitir fazer inferências sobre a taxa esperada de retorno de qualquer país, por sua localização ou *ranking*, independentemente de se dispor de informações sobre as taxas de retorno desse país.

Um enfoque que vem sendo desenvolvido, notavelmente nos últimos anos, nos modelos baseados em qualificações, é o que considera o risco político institucional. O risco político é, provavelmente, o mais difícil de quantificar de todos os fatores incluídos nos modelos de estimativa de riscos. Refere-se ao risco de exposição inerente ao contexto político em que se desenvolve a atividade empresarial sob análise. Os fatores que incidem sobre este parâmetro são a ameaça de guerra, a instabilidade social, as transferências desordenadas de poder político, a violência política, as disputas internacionais, as mudanças de regime e a ausência de efetividade institucional. Recentemente foram incorporados também a qualidade profissional do aparelho burocrático, a transparência e justiça do sistema político, os níveis de corrupção e a criminalidade.

Na década iniciada em 1960 começaram a ser desenvolvidos métodos para a determinação do risco político, definidos nos termos citados acima. Entre as primeiras iniciativas com esse objetivo, destaca-se um trabalho do "*Business Environmental Risk Information Index*" *(BERI)*, no qual foram estabelecidas qualificações com base em julgamentos e apreciações de especialistas externos, referentes a um conjunto de cinqüenta fatores que afetam o clima dos negócios. Após essas iniciativas, na maioria dos modelos expostos se aplica uma combinação de fatores subjetivos e objetivos, para analisar o clima político de cada país.

Os enfoques subjetivos clássicos incluem três métodos: (1) "*Grand Tours*", apoiado em impressões gerais sobre uma investigação preliminar de mercado ou em um *tour* de inspeção por parte da companhia avaliadora, incluindo contatos e entrevistas com agentes; (2) "*Old Hands*", apoiado em pontos de vista obtidos de membros do corpo diplomático, ou de jornalistas, homens de negócios e agentes sociais, políticos e econômicos proeminentes; (3) "Técnicas *Delphi*", que são formas mais elaboradas e sistematizadas de processamento da experiência dos diferentes agentes. Sobre a base da opinião de um amplo grupo de especialistas se desenvolve uma pesquisa, organizando por grau de importância cada um dos fatores identificados como de maior relevância.

Qualquer dos três métodos que acabam de descrever-se apresenta sérias limitações, devido justamente à identificação subjetiva e parcial associada.

Os métodos objetivos se apóiam na aplicação de técnicas econométricas de análise "multi-variada", o que é útil sempre que existam séries de dados quantificáveis. Estes métodos procuram predizer tendências políticas e a evolução de indicadores que afetem as condições de um país. Os indicadores que se desenvolveram recentemente são: (1) indicadores amplos, que fazem uso de toda a informação disponível a respeito de variáveis políticas; (2) indicadores específicos, que enfatizam um aspecto específico, como a democracia, a violência política ou a estabilidade do governo. No âmbito do modelo BERI antes mencionado, o "*Political Risk Index*" *(PRI)* avalia as mudanças sociais e políticas que constituem parte do risco-país. Outros componentes do BERI são o "*Operation Risk Index*" *(ORI)* e o "R-Fator", que medem os riscos de remissão de benefícios e repatriação de capital em divisas conversíveis. Estas três medidas se combinam para determinar uma recomendação agregada: a "*Profit Opportunity Recommendation*" *(POR)*. Identificam-se dez elementos considerados como ameaças à estabilidade: dois fatores externos (vinculados com a dependência de um poder hostil e às dinâmicas da política regional); seis fatores internos (problemas políticos, religiosos e étnicos; nacionalismo; xenofobia; corrupção; nepotismo; aspectos demográficos e de riqueza nacional) e dois fatores de risco político (conflito social e instabilidade política).

Outro indicador sistemático de risco político é o do "*World Political Risk Forecast*" *(WPRF)*, que se baseia no "*Prince Model System*". Este modelo utiliza informação obtida de agentes do sistema político e um grupo de 3 a 5 especialistas que analisam a capacidade de indivíduos, grupos e instituições para influir nas variáveis que incidem no risco-país. Os agentes citados podem ser locais ou estrangeiros.

Outras medições reconhecidas geralmente são as de "*Frost and Sullivan*", "*International Country Risk Guide*" (do "International Report") e do "Institutional Investor". As limitações destas quantificações decorrem do fato de que utilizam os desempenhos passados para estimarem resultados futuros e consideram eventos isolados, os quais podem ter um efeito relevante na quantificação, o que distorce uma estimativa de caráter geral.

Existem também indicadores políticos de alcance parcial. O "*Transparency International*" publica anualmente seu "*Corruption Perceptions Index*", baseado nas opiniões de analistas políticos, econômicos e homens de negócios, a respeito dos níveis de corrupção e seu impacto sobre o desempenho geral da economia de um país.

No correr do tempo foram se somando novos enfoques. Destacam-se: (i) o ajuste dos fluxos futuros esperados, de acordo com as perdas estimadas em conseqüência do risco político; (ii) a medição do risco político apoiando-se na IED, o que se constitui na avaliação de um seguro por risco político, incorporando o efeito estocástico e evolutivo do risco político; (iii) o uso da teoria de avaliação de ações, especificamente para risco de expropriação. A estes fatores foram adicionadas considerações relativas à estrutura do sistema político e à credibilidade na implementação de políticas públicas, assim como a extensão das práticas de *lobby* institucionalizado nas negociações políticas.

A "*Political Risk Services' International Country Risk Guide*" *(ICRG)*, proporciona quatro elementos: Risco Político, Risco Econômico, Risco Financeiro e um Risco Composto determinado a partir dos outros três riscos. O "*Economist Intelligence Unit*" baseia sua estimativa de risco-país em quatro indicadores: Risco Político, Risco da Política Econômica, Risco da Estrutura Econômica e Risco de Liquidez. Com base nestes quatro elementos, desenvolve um sistema de pontuação de A (menor risco) até E (maior risco), atribuindo 20 pontos a cada fator.

Entre outras instituições que também oferecem índices que representam suas estimativas de risco-país se destacam: "*Bank of America World Information Services*", "*Business Environment Risk Intelligence" (BESI)*, "*Economist Intelligence Unit" (EIU*), "*Euromoney*", "*Institutional Investor", "Sand P Calification Group*", "*Political Risk Service's ICRG*", "*Political Risk Services: Coplin-O'Leary Rating System*" e "*Moody's Investor Services*".

A seguir na Tabela III, apresenta-se a relação entre a posição no *rating* de crédito ou institucional de diversos países e os respectivos retornos esperados por um investidor.

Tabela III – *Rating* de Crédito e Retornos Esperados

	Canadá	**Alemanha**	**Japão**	**Reino Unido**	**EUA**
Posição no *ranking* [máx=100]	85,1	92,9	86,9	91,1	92,9
Retorno esperado	13,17%	11,99%	12,89%	12,25%	11,99%
	Colômbia	**Índia**	**Indonésia**	**Polônia**	**Venezuela**
Posição no *ranking* [máx=100]	42,6	45,3	28,3	58,5	34,9
Retorno esperado	22,52%	21,69%	28,05%	18,24%	25,22%

Fonte: "*Rankings*" do *Institutional Investor*, março 2000. Taxas de retorno do *Morgan Stanley Capital International*, setembro 2000.

Observa-se que a relação entre ambos os fatores é forte e que o modelo do "*Country Risk Rating*" oferece vantagens sobre outros modelos de internacionalização do CAPM, tais como a amplitude de sua cobertura e a razoabilidade e estabilidade de seus resultados. Este modelo requer que sejam considerados unicamente os *ratings* de crédito para produzir uma estimativa de custos de capital que se mostre adequada. Isto permite que o modelo possa ser aplicado virtualmente a qualquer país do mundo. Este modelo, ao utilizar dados de países desenvolvidos e aplicar esses dados em países em desenvolvimento, elimina o efeito de inconsistências que poderiam decorrer da má qualidade na informação. Finalmente, em comparação com outros modelos, apresenta-se mais estável, salvo nos casos de ocorrência de mudanças dramáticas no país sob estudo.

Os modelos baseados no mercado ou na evolução dos indicadores macroeconômicos costumam ser muito menos estáveis no tempo. Este aspecto é fundamental quando se analisam países emergentes, que mesmo quando contam com mercados de bônus muito evoluídos, caracterizam-se por valores de taxas de retorno extremamente voláteis. Os indicadores de crédito ou institucionais são muito mais amplos que o indicador de risco-país, o qual, por sua natureza financeira e de curto prazo tende a "sobre-oscilar" em ambos os sentidos, não refletindo então o risco de longo prazo.

É claro que é o risco de longo prazo que deve ser considerado, no caso de um investidor que imobiliza ativos em uma região, em negócios de longos períodos de maturação. Uma forma possível de estimar este parâmetro consiste em utilizarem-se as médias dos indicadores de risco de países que, em um *ranking* de risco de crédito e/ou institucional, encontrem-se em um *ranking* similar ao país que se quer analisar. As principais limitações deste enfoque são seu caráter subjetivo e a dificuldade, para traduzir em retornos, a posição dos países nos *rankings*, sobretudo quando se consideram unicamente as qualificações institucionais. Por estas razões, em geral se utiliza um indicador puramente quantitativo, que é o risco-país.

Modelo de Risco-País ("Country Spread Model")

O modelo denominado "*Country Spread Model*" conduz à determinação de um *spread* por risco-país, específico de cada nação, que se soma ao custo de capital. Este *spread* é determinado por meios convencionais.

Em geral, o custo de capital é estimado utilizando dados dos EUA e a este é somado o *spread* calculado, com a finalidade de "internacionalizar" essa estimativa.

Em condições ideais, o *spread* é a diferença entre o rendimento de uma cesta de bônus locais quantificada em dólares e o rendimento dos Bônus do Tesouro dos EUA ("*Treasury Bonds*"). Essa diferença busca ser uma medida do retorno adicional necessário para compensar pelo risco inerente ao investimento em um determinado país. Não obstante, embora o *spread* possa captar retornos incrementais produzidos pelos riscos macroeconômicos, institucionais e outros específicos de cada país, é importante destacar que pode haver riscos adicionais inerentes ao mercado de ações de um país em particular e que não estejam contemplados por essa diferença. De qualquer forma, o modelo constitui um bom ponto de referência para ser cotejado com outros enfoques.

Na determinação do prêmio por risco-país consideram-se fatores econômicos, financeiros e políticos que podem afetar a capacidade de pagamento de um país. A maioria destes fatores é de difícil determinação, sendo habitual utilizar-se uma série de métodos diferentes para que possa ser quantificado um valor. Entre esses métodos, a aproximação pelo diferencial ou *spread* do rendimento dos bônus do país em questão "vis-à-vis" os bônus dos EUA, de igual vida média, costuma ser a alternativa mais utilizada.

É importante destacar que, qualquer que seja o método empregado para determinar esta taxa, este deve ser consistente com o procedimento utilizado para estimar a taxa livre de risco. Neste sentido, se for calculada a taxa livre de risco utilizando idênticas *duration*s do bônus e do *cash flow* a descontar, deve-se aplicar o mesmo critério para determinar o prêmio por risco-país. Isto implica calcular a *duration* do *cash flow* do projeto e encontrar a diferença entre os rendimentos de bônus de *duration* similar à do projeto sob análise, de um bônus do tesouro dos EUA e um bônus de longo prazo (quantificado em dólares com suficiente liquidez), emitido pelo Estado nacional do país em que se implementa esse projeto[28].

Outra opção pragmática empregada em alguns países, embora seja discutível do ponto de vista conceitual, consiste na determinação do mencionado *spread* através da utilização do rendimento implícito no "EMBI+País". O EMBI ("*Emerging Market Bond Index*") é um indicador da evolução dos bônus de um país, de ampla utilização e reconhecimento no mundo financeiro. É determinado pela empresa JP Morgan e é considerado o indicador por excelência do risco-país.

O "EMBI+País" é em realidade uma cesta de bônus, especificados em dólares dos EUA, de diferentes vidas médias. Constitui um bom indicador do conjunto de bônus do país e, portanto, do risco financeiro dessa nação.

Importante destacar que o risco-país é um parâmetro de alta volatilidade nos países latino-americanos, observando-se na realidade, para um mesmo país, valores extremos em diferentes períodos de tempo de 200 a 2.000 pontos básicos. O *spread* entre rendimentos de instrumentos de dívida de diferente qualidade não é constante no tempo. O valor desse *spread* é baixo quando o contexto macro-econômico do país é percebido como forte, assim como se incrementa quando o ciclo econômico ou político não é favorável. Essa volatilidade apresenta-se particularmente evidente na conjuntura que enfrentam na atualidade vários países da América Latina. Por esta razão, pode ser recomendável utilizarem-se médias aritméticas da série.

Em geral, o *spread* costuma ser fortemente correlacionado com os *ratings* das qualificadoras de risco ou com os *rankings* de consultoras especializadas, mencionadas anteriormente, o que permite realizar uma validação recíproca dos métodos e encontrar uma solução de compromisso, se os níveis de risco-país se elevam de forma abrupta por uma conjuntura adversa.

É importante mencionar a versão "*country spread model* modificada", desenvolvida pela FUBRA (Fundação Universitária de Brasília) no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A FUBRA sugere estimar o prêmio de risco país como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. Em sua interpretação, assume que não é o mesmo o risco soberano definido pelo *spread* entre bônus soberanos e bônus dos EUA e o risco país. O risco país é somente uma parte do primeiro, uma vez que não deve ser incorporado na estimativa do custo de capital de um setor determinado o risco creditício do governo. Esta diferença ficaria modelada ao se observar que a média de adicional do risco que enfrenta o país é maior que a que corresponde por sua classificação creditícia definida pelas classificadoras de risco.

A explicação de tal método se baseia no fato de que o risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros: custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência e o risco de futuros controles cambiais. O risco de moratória ou de *default* será separado do risco país porque o que é relevante para o investidor é o risco de *default* da empresa para quem ele emprestou, e não o risco de *default* do país onde a empresa se localiza.

---

[28] É importante mencionar que no Brasil, devido ao baixo preço que tem registrado os bônus soberanos nos últimos tempos, as *durations*, mesmo dos bônus de mais longo prazo, como o GLOBAL 2040, raramente superam os 10 anos, pelo que a discussão bônus de longo prazo vs. critério de *duration* torna-se irrelevante.

Deste modo, o prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do Governo brasileiro denominado em dólares dos EUA paga acima da taxa livre de risco dos EUA. A FUBRA sugere utilizar a série histórica diária do parâmetro "Emerging Markets Bonds Index" relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), calculado pelo JP Morgan. O prêmio de risco de crédito Brasil é determinado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com a mesma classificação de risco que o Brasil (B1 neste momento).

Modelo de Desvio Padrão Relativo ("Relative Standard Deviation Model")

Outra opção relativamente singela para calcular o custo internacional de capital é o denominado Modelo de Desvio Padrão Relativo. Neste enfoque, os desvios padrão dos mercados internacionais são ajustados de acordo com o desvio padrão dos mercados dos EUA. A cada país é atribuída uma taxa de retorno ao capital em proporção ao seu desvio padrão com relação aos desvios dos EUA. Assim, um país que tem duas vezes o desvio padrão dos retornos é considerado com risco igual ao dobro daquele do mercado dos EUA.

Este método é criticado devido ao fato que a realidade mostra que, nos países emergentes, os desvios alcançam valores muito altos, o que gera distorções, as quais podem originar resultados muito elevados quando comparados com os obtidos por outros métodos. Por esta razão, este método não é utilizado para fins práticos.

Outros Métodos Alternativos

Existem alternativas baseadas em retirar os riscos inerentes a uma economia emergente da estimativa do custo de capital e incorporá-los aos Fluxos Descontados de Capital do negócio (DCF na sua sigla em inglês). Em geral, descontam-se os fluxos de caixa da empresa a uma taxa que reflete o risco potencial do negócio. Embora as características dos DCF sejam relativamente homogêneas, nos mercados emergentes costuma-se incorporar nas avaliações uma taxa pelo risco adicional, devido às condições socioeconômicas e políticas (tais como inflação, volatilidade macro-econômica, controles de capital, mudanças políticas, instabilidade social ou guerra, mudanças na regulação e nos termos contratuais, corrupção etc.). Esta taxa de prêmio por risco se soma à taxa de desconto utilizada nos DCF.

Entretanto, existem certas críticas a este enfoque. Argumenta-se, por um lado, que habitualmente se distorce a taxa de retorno pela tendência de unificar e confundir riscos diversificáveis (próprios dos mercados emergentes) no valor da taxa de desconto que, de acordo com a teoria financeira, somente deve refletir riscos não diversificáveis. Também se discute se os riscos implícitos no risco-país, tais como riscos políticos, de não-convertibilidade da moeda etc., são diversificáveis ou não. Na atualidade não há uma posição claramente dominante nestes assuntos.

Por outro lado, costuma-se estimar a taxa adicional de risco-país mediante o diferencial existente na taxa de rendimento de dois instrumentos de prazos comparáveis, emitidos respectivamente pelo país destinatário do investimento e pelo governo dos EUA. A limitação deste enfoque é que, ao não realizar uma diferenciação entre atividades industriais com diversos riscos particulares (supondo-se que a correlação de *beta* seja não constante entre mercados) e ao aplicar uma mesma taxa de prêmio a todas as atividades, pode-se estar incorrendo em uma avaliação errônea do risco[29].

Finalmente, se for utilizada a taxa de endividamento soberano como um *proxy* do risco que enfrentam as corporações, ignora-se que é freqüente o caso de empresas locais que têm taxas de endividamento significativamente inferiores às homólogas do país em que desenvolvem sua atividade. Um exemplo típico desta situação é o das empresas exportadoras de *commodities* primárias.

---

[29] Um exemplo tipicamente citado é o do impacto de uma desvalorização intensa, comum nos mercados emergentes, que favorecerá aos exportadores e possivelmente causará prejuízo às empresas de serviços públicos, sendo muito difícil que um *beta* estimado sobre o mercado dos EUA considere com precisão esta diferença setorial.

Frente a estas críticas, alguns autores[30] desenvolveram um enfoque de análise ponderada de cenários prováveis com a finalidade de incorporar o risco dentro das estimativas do DCF. Diferentemente das práticas anteriormente apresentadas, este enfoque permite realizar a incorporação, com uma ponderação específica, do impacto de cada uma das variáveis relevantes no fluxo de capital.

As variáveis macro-econômicas, políticas e regulatórias que costumam ter profundo impacto sobre o desempenho dos atores econômicos são, ao mesmo tempo, as mais voláteis nos países emergentes. Considerando esta circunstância, elaboram-se diferentes cenários e várias combinações das variáveis para cada um deles. Assim se constrói uma matriz com valores ponderados, de acordo com a probabilidade esperada de ocorrência de cada um dos valores das variáveis, nos diferentes cenários considerados. Com esta matriz, realiza-se o cálculo do fluxo descontado de capital. Nessa determinação, embora as variáveis relevantes estejam vinculadas entre si, podem ser modeladas individualmente. Isto evita que se incorra nas generalizações criticadas nos modelos expostos anteriormente.

O procedimento requer então a construção de cenários macro-econômicos possíveis. Embora estes cenários sejam determinados de maneira similar, em economias desenvolvidas e em economias emergentes, estas últimas são mais freqüentemente afetadas, de forma significativa, pela ação e intervenção do governo e também se mostram mais sensíveis à influência dos mercados externos, tanto nos aspectos referentes aos ganhos, como nos relativos aos insumos para a produção.

Os criadores deste enfoque concluem que o uso de cenários ponderados por probabilidade permite que a avaliação se realize com maior proximidade ao valor de mercado, contemplando também adequadamente a realidade específica da empresa sob análise. Na aplicação prática, estes cenários, não somente confirmam o valor das empresas, mas também permitem identificar seus riscos próprios, e ainda avaliar seus impactos, ao identificá-los de maneira específica, sobre as estimativas dos DCF.

A principal virtude deste enfoque é que contempla as três críticas mais importantes comumente feitas a qualquer método de internacionalização do CAPM. A solução proposta apresenta-se interessante e possível de concretizar. Entretanto, a implementação prática se mostra complexa, pois requer a consideração de numerosas hipóteses, caso se queira analisar em detalhe uma indústria em particular (especialmente se for uma atividade regulada). Como a maioria dessas hipóteses possui um alto grau de subjetividade, o método se transforma em uma fonte de sérias discussões entre o Regulador da indústria e as empresas sujeitas à sua ação regulatória.

É importante mencionar outra exploração sobre o tema de risco país. Alguns autores sustentam que para um investidor global, o risco país é parcialmente diversificável, e que a partir disto, se deveria modificar a forma de internacionalizar o CAPM para introduzir este efeito. Esta argumentação resulta razoável e se trabalha atualmente em testes empíricos.

Por último, cabe ressaltar que as alternativas examinadas não são mais que uma amostra limitada das existentes em nível empírico ou acadêmico. Foram excluídas de uma análise detalhada do tema todas as teorias derivadas do critério de "conditional asset pricing", risco assimétrico, por exemplo, o modelo D-CAPM (*downside beta*), ajustes empíricos do *beta* no modelo global e outros tantos que superam o alcance deste trabalho.

Alternativas metodológicas para a estimativa do custo de capital de terceiros

O custo de capital médio de uma empresa se determina considerando as distintas fontes de capital disponíveis, basicamente o capital próprio e o financiamento externo. O método aplicado com essa finalidade é o denominado WACC ("*Weighted Average Capital Cost*"), que como sua sigla em inglês indica, é uma média ponderada dos custos das distintas fontes. A estrutura de capital ótima é aquela que minimiza o WACC.

---

[30] JAMES, M., & KOLLER, T.M., Mc Kinsey & Company, *Valuation in Emerging Markets*, The McKinsey Quarterly, 2000 Number 4.

O custo do financiamento é o retorno específico que os credores da dívida da empresa demandam ao realizar novos empréstimos a esta. Diferentemente do custo do capital próprio, o custo da dívida pode ser observado nos mercados financeiros, seja de forma direta ou indireta.

O custo do financiamento de uma empresa pode ser estimado através dos preços correntes dos títulos de dívida privada do setor ao qual pertence a empresa, comercializados nos mercados de financiamentos internos e externos. Neste sentido, um investidor terá um portfólio com operações financeiras com diferentes *duration*, *maturities* e moeda. Estes devem ser ponderados para se poder calcular o custo específico da dívida de uma empresa.

Alternativamente, o custo do endividamento pode definir-se como a taxa marginal a que uma empresa pode incrementar seu financiamento através da emissão de dívida. Esta taxa varia em função do risco de *default* próprio do emissor o qual, por sua vez, é afetado pelo índice de cobertura de juros da empresa; a volatilidade de curto prazo e a segurança do retorno de longo prazo.

É necessário conhecer o custo da dívida para determinar um prêmio a ser acrescido ao valor da taxa livre de risco que represente as práticas de financiamento de uma determinada empresa. Em geral, nos negócios regulados costuma-se assumir que o custo total da dívida pode expressar-se através de uma margem sobre a taxa livre de risco. Este se determina em geral mediante *benchmarking* sobre a base de um custo médio ponderado da dívida para um portfólio típico. Este custo, por sua vez, pode ser estimado considerando mercados de bônus que reflitam as possibilidades de risco creditício dos credores.

O custo marginal de endividamento representa então a taxa com que a empresa pode captar recursos para o nível de alavancagem considerado na definição da estrutura de capital. Em uma análise regulatória, não se deve levar em consideração nem o custo real de endividamento das empresas reguladas nem o nível de alavancagem resultante da gestão das mesmas. A única exceção a esta premissa básica é o caso de financiamentos a taxas de juros que não correspondem a valores de mercado e que, em conseqüência, estão fora do controle da empresa, tais como linhas de crédito especiais do governo.

Existem duas grandes linhas de ação para estimar o custo do capital de terceiros:

"*Benchmarking*" financeiro: consiste em definir uma amostra de títulos de dívida privada (e crédito bancário direto, embora esta informação costume ser pública) que resultem aplicáveis à empresa sob análise. Deve-se considerar o rendimento da obrigação, qualquer seja sua natureza, e não sua taxa nominal. Como o que importa é o rendimento do instrumento, a *duration* da obrigação é um parâmetro relevante. Portanto, também são importantes a vida, moeda e condições de pagamento da obrigação. Todos estes elementos devem ser considerados na hora de estimar a média, para assegurar que este parâmetro tenha consistência financeira.

Um tema fundamental é a qualidade do empréstimo, basicamente refletida em sua qualificação. Neste sentido, pode-se utilizar a qualificação média da amostra utilizada para o *benchmarking* ou definir uma qualificação aceitável e considerar somente os títulos que a alcancem ou a superem. Um aspecto muito importante a se considerar é que a qualificação depende fortemente do país onde opere a empresa. Em geral, resulta muito pouco provável que empresas de serviços públicos submetidas à regulação possam obter qualificações de *investment grade* se o país onde operem não alcance essa categoria de qualificação.

Os aspectos expostos limitam a possibilidade de realizar comparações válidas, e esta é uma crítica habitual para este tipo de enfoque. Por este motivo, habitualmente sua aplicação é complementada com uma estimativa de dívida pelo método CAPM, para fins de contrastar resultados.

CAPM da dívida. O CAPM da dívida é um método de uso generalizado, tanto em práticas regulatórias como em finanças, que resulta consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio. O custo marginal de endividamento (CME) é estimado a partir da seguinte expressão:

$$CME = r_f + r_p + SS + (r_{dev})$$

Onde:

r_f: taxa livre de risco para a maturação da dívida que se considere;

r_p: risco-país estimado sobre bônus soberanos com igual maturação que a dívida considerada. Geralmente se assume uma maturação de 5 anos;

SS: *spread* adicional em função da qualificação que possa obter o negócio;

r_{dev}: risco cambial, no caso que a estimativa se realize em moeda local (ver item específico sobre este tema).

Para estimar o *spread* sobre a taxa livre de risco (SS) pode-se utilizar informação das qualificadoras *Standard & Poor's* ou *Moody's*, que elaboram matrizes dos valores de *spread* a partir de bônus corporativos de distinta qualificação e maturação. Esta análise é desenvolvida por setor industrial e inclui, especificamente, o setor das *utilities*. A título de exemplo, a seguir na Tabela IV mostra-se a matriz de *spreads* para bônus corporativos para o conjunto da indústria, elaborada pela *Standard & Poor´s*.

Tabela IV - Matriz de *spreads* para bônus corporativos [Pontos básicos]
Standard & Poor´s

QUALIFICAÇÃO	A 1 ANO	A 2 ANOS	A 3ANOS	A 5 ANOS	A 7 ANOS	A 10 ANOS	A 30 ANOS
AAA	52	78	-	107	-	97	87
AA+	-	97	-	127	-	169	-
AA	-	179	-	65	-	171	75
AA-	80	129	-	158	-	119	151
A+	76	158	-	142	-	140	159
A	38	129	-	155	-	153	166
A-	109	149	-	174	-	174	174
BBB+	169	159	-	185	-	174	198
BBB	182	240	-	212	-	236	227
BBB-	471	435	-	380	-	244	-
BB+	193	1.213	-	280	-	371	-
BB	-	-	-	-	-	472	-
BB-	-	1.721	-	612	-	574	-
B+	674	-	-	1.364	-	-	-
B	1.061	976	-	1.065	-	-	533

Tabela IV - Matriz de *spreads* para bônus corporativos [Pontos básicos] Standard & Poor´s							
QUALIFICAÇÃO	A 1 ANO	A 2 ANOS	A 3ANOS	A 5 ANOS	A 7 ANOS	A 10 ANOS	A 30 ANOS
B-	-	-	-	-	-	-	-
CCC	-	-	-	-	-	-	824

Os valores calculados pela qualificadora põem em evidência uma das críticas habituais à internacionalização do CAPM. Se as empresas que operem dentro de um país podem conseguir sistematicamente taxas de juros para seu endividamento mais baixas que o governo (ou, ao menos, melhor qualificação creditícia), o CAPM da dívida para países emergentes perde consistência.

Na América Latina, algumas empresas obtêm melhor qualificação que o país onde operam e são em geral empresas relacionadas ao processamento de bens primários. Um exemplo típico é o das empresas petrolíferas, cujo risco está mais vinculado ao preço da *commodity* que às variações da economia local. Como se expressou anteriormente, é muito pouco provável que empresas de serviços públicos submetidas à regulação possam obter qualificações melhores que as do país onde operam, embora seja possível mencionar que se podem verificar casos efetivos. Se essa for a situação na realidade, gera-se outra discussão no avanço desse tema: deve-se incorporar o SS total para esse tipo de qualificação ou a diferença entre a qualificação do bônus considerado para o risco-país e a qualificação predefinida da obrigação corporativa. Na segunda opção, em numerosas oportunidades, o SS resulta nulo; em outros casos, até mesmo negativo.

Finalmente, cabe mencionar que, como o CAPM é um método *forward looking*, sua aplicação resulta em geral mais consistente com o método geral proposto.

A estrutura de capital e o custo médio ponderado do capital

A estrutura de capital ótima de uma empresa é aquela que minimiza o WACC. Em outras palavras, é a combinação dívida/capital próprio que maximiza o valor da empresa. A existência dessa estrutura ótima de capital para um negócio regulado acaba significando uma fonte de controvérsias, tal como exposto nas considerações iniciais deste documento.

A relação ótima entre dívida e capital próprio é particularmente importante, devido ao fato que o custo do capital próprio excede o custo da dívida, devido à dedução fiscal associada ao pagamento de juros sobre a dívida. Neste sentido, uma empresa pode endividar-se tendo a vantagem da "proteção fiscal" relacionada ao pagamento de juros. Entretanto, o montante de endividamento por parte de uma empresa está limitado a sua possibilidade de incorrer em descumprimento ou *default*, ou ainda de vir a falir, assim como pelos custos associados. De toda forma, existe um espaço onde a estrutura de capital incide diretamente no custo de capital, já que, em toda economia onde os juros pagos sejam dedutíveis do imposto de renda, o custo de endividamento (financiamento) efetivo resulta sempre inferior ao custo do capital próprio.

A bibliografia especializada nesta matéria financeira não fornece um guia quantitativo sobre qual deve ser um índice de dívida ótimo, além do que, este depende da cada atividade de negócio.

Em termos gerais, existem dois enfoques predominantes para determinar a estrutura de capital:

"*Benchmarking*" financeiro: Esta comparação pode ser realizada sobre o mercado local ou sobre o mercado dos Estados Unidos. Apresenta as mesmas dificuldades que o cálculo do parâmetro *beta*, com respeito ao *trade-off* existente entre qualidade da informação e possibilidade de comparar. Decidindo-se privilegiar a qualidade da informação, em alguns casos se deverá recorrer a ajustes adicionais. De fato, ao se utilizar informação correspondente a empresas dos EUA de distribuição de gás natural, obtêm-se participações do endividamento de aproximadamente 45%, enquanto que para mercados locais (América Latina) é possível observar que as empresas do setor apresentam na média participação de dívida de 35%;

Definição endógena: É um método de determinação da percentagem ótima de participação do endividamento a partir da definição dos níveis de cobertura de juros de dívida no *cash flow* de cada empresa. É muito consistente do ponto de vista financeiro e, além disso, representa um enfoque realista, pois considera um dos indicadores fundamentais na avaliação das instituições creditícias para atribuir sua oferta de empréstimos. Entretanto, sua aplicação efetiva implica realizar uma avaliação caso a caso, em que intervêm variáveis fora da gestão da empresa, tais como a evolução da demanda. Estes aspectos afetam a precisão da estimativa realizada com este método, limitando sua utilização na prática.

Embora não exista uma alternativa claramente superior para a estimativa da composição do capital, o espaço de discussão do assunto se encontra na realidade bastante demarcado. Com efeito, através de uma análise comparativa da regulação do setor em vários países, é possível verificar que internacionalmente os Reguladores utilizam geralmente, para a atividade de distribuição de gás natural, a relação 40%–60% (dívida–capital próprio). Este índice é consistente com o valor considerado habitualmente por bancos de investimento para a avaliação de negócios setoriais na região.

Tratamento da inflação, moeda de cálculo e efeitos tributários

É importante salientar a necessidade de que exista consistência regulatória na determinação da remuneração por capital de uma empresa de distribuição de gás natural. A taxa de retorno é um dos parâmetros que intervêm nessa determinação. Também é necessário considerar:

– A base de capital inicial;

– O retorno de capital (depreciação e amortização);

– Um mecanismo de ajuste das tarifas pela parte de remuneração ao capital;

– Moeda de aplicação das tarifas;

– A forma de se considerar os aumentos de capital no período tarifário (investimentos).

O tema base de capital e investimentos supera o alcance do presente relatório; porém, vale a pena fazer menção a alguns elementos sobre a relação entre base de capital e taxa de retorno que apresentam certa discussão a nível internacional.

A determinação da base de capital é um tema essencial da regulação dos serviços prestados através de redes fixas. A realidade não mostra a existência de um enfoque claramente superior neste assunto. Como conseqüência, o mais adequado parece ser determinar, em cada caso concreto, uma regra explícita para a consideração regulatória adequada. É altamente conveniente que esse mecanismo faça parte da regulamentação aplicável ao setor em questão. Desta forma, o risco regulatório, ou seja, o nível de potenciais controvérsias e a probabilidade de uma eventual instância de disputa serão minimizados. Visto de outra forma, eventuais modificações do método no curso do processo de gestão da atividade regulada, não somente incrementam o risco regulatório, tornando-se fontes de potenciais conflitos, podendo gerar falta de isonomia com relação aos consumidores.

A teoria econômica não implica uma solução única, mas fornece argumentos que definem os limites conceituais sobre o tema. Dentro desses limites, cabe a adoção de uma via específica compatível com o marco regulatório. Não se pode falar de uma base de capital, mas sim de uma "base de capital regulatória" (BCR).

A rentabilidade de uma atividade comercial se vincula com três aspectos que estão inter-relacionados entre si:

– os preços dos produtos;

– as taxas de rentabilidade;

– o valor dos ativos imobilizados (sem considerar os ganhos de eficiência).

Em um mercado onde se apresentam verdadeiras condições de concorrência, dois destes aspectos são dados para o investidor: o preço e o custo de oportunidade (cujo cálculo resulta relativamente simples). Neste caso, o investidor pode realizar um acompanhamento permanente do valor de mercado dos ativos imobilizados, assim como determinar se a rentabilidade do negócio é ou não superior aos custos de oportunidade.

Em um mercado regulado, o conhecido problema da circularidade se torna evidente quando é necessário recalcular a tarifa. Embora seja factível determinar o custo de oportunidade, com algumas limitações, torna-se difícil precisar se os ganhos potenciais de eficiência que se transferem aos usuários afetam o valor da empresa em uma magnitude diferente da que se teria em condições de mercado ideais (competição plena).

Desde que se considere que o objetivo da regulação é o de emular as condições de mercado, deve-se prover os mecanismos para que o valor que se reconheça como base de capital regulatória seja consistente com esse propósito.

É importante ressaltar que a taxa de retorno se aplica, direta ou indiretamente, sobre a parte não depreciada da BC.

Existem três temas que merecem serem analisados:

Consistência tributária: Salvo nos casos onde se estime o nível tarifário pelo método de fluxo de caixa, o retorno sobre capital deve ser determinado com uma taxa antes dos impostos e, para tal fim, deve-se converter o WACC/CAPM nominal estimado (ver mais adiante);

Risco tecnológico: Este é um ponto de discussão na atualidade, fundamentalmente na Austrália. Parte da bibliografia relevante afirma que quando a BCR está associada ao valor de substituição (VNR, VRD, “Deprival Value”), o retorno estimado por um WACC/CAPM clássico resulta insuficiente, já que existem riscos (tais como o tecnológico), que não se contemplam no cálculo. Costuma-se afirmar que, sob o enfoque de custos de reposição, se aparecesse uma nova tecnologia mais econômica, o Regulador avaliaria a BCR considerando esta última e, portanto, não permitiria ao operador recuperar seus custos. Este risco deveria refletir-se no *beta*. Entretanto, se este for estimado sobre o mercado dos EUA e se corrige por tipo de regulação, utilizando o modelo inglês nunca se consideraria este risco. Uma possibilidade é utilizar o mercado australiano, mas este não alcança o nível de desenvolvimento dos outros dois mencionados. Embora esta discussão seja habitual nos países onde se utilizam tais enfoques de custo de reposição, na prática não é possível sua comprovação empírica e, portanto, tampouco sua validação;

Financiamento dos investimentos e gastos operativos: Tanto na estimativa do nível ótimo de endividamento como na taxa de endividamento, deve-se contemplar a existência de fontes de financiamento especiais que não reflitam as condições de mercado (créditos favorecidos do BNDES para investimento em equipamentos ou outro tipo de investimento), nos casos aplicáveis. Uma vez que estas fontes de financiamento não representam valores de mercado, o melhor tratamento para as mesmas seria realizar uma transferência direta do custo de financiamento aos usuários. Se estas fontes não são consideradas, os operados obteriam um benefício adicional pela diferença (em volume e nível) entre a taxa de endividamento aprovada e a que obtém em função de fontes especiais.

Em relação à inflação, é fundamental assegurar a consistência entre a taxa de desconto utilizada e a forma em que foi projetado o fluxo de caixa futuro do negócio (os ganhos tarifários no caso de um negócio sujeito à regulação). Para obter resultados coerentes, ambas estimativas devem ser realizadas sobre a mesma base. Portanto, na medida em que se estejam projetando os fluxos de caixa após os impostos, estes fluxos devem ser descontados ao valor presente, usando uma taxa de corte após os impostos. A mesma observação se aplica no referente à moeda considerada e à utilização de recursos em termos nominais ou reais.

Por outro lado, a consistência na determinação deve ser assegurada tanto em termos estritamente financeiros como no âmbito regulatório.

A consideração da taxa de inflação requer uma análise conceitual que inclui três aspectos que mantêm estreita relação: moeda de cálculo, ajuste ou inflação regulatória e inflação de mercado.

Avaliar o retorno de um determinado investimento significa estimar seu retorno real. Quando se aplica o método CAPM/WACC, os parâmetros utilizados são considerados em termos nominais, pois os mercados descontam a inflação (com exceção dos bônus indexados). É extremamente importante assegurar a consistência entre o mecanismo utilizado para converter o retorno a valores reais e o de ajuste da remuneração durante o período tarifário. Essa consistência depende também do tipo de método de internacionalização do CAPM que se utilize.

Com a finalidade de analisar detalhadamente este aspecto, é importante distinguir se a taxa a ser estimada está expressa para ser aplicada em recursos em moeda local ou em dólares dos EUA.

Se a taxa está expressa em termos nominais para ser aplicada em recursos expressos em dólares dos EUA, para converter o custo do capital próprio nominal a seu valor real, deve-se descontar a inflação dos EUA implícita no bônus de longo prazo utilizado para estimar a taxa livre de risco. Esta taxa é de determinação simples, pois o governo dos EUA emite, para uma maturação similar, bônus indexados. Deste modo, por exemplo, a diferença entre o rendimento de um bônus do tesouro indexado a 30 anos (TIPS30) e o rendimento do bônus clássico dos EUA a 30 anos (UST30), é a inflação esperada de longo prazo. Esta inflação representa a expectativa do mercado, ou seja, de todos os agentes da economia, e não está sujeita ao viés do tomador. Resulta um valor relativamente estável, ao longo do tempo, próximo aos 2%.

Se a taxa está expressa em termos nominais para ser aplicada em recursos expressos em moeda local, para converter o custo do capital próprio nominal a seu valor real, deve-se descontar a inflação local, especificamente a inflação regulatória, isto é, uma projeção do IGP-M. Desta projeção pode-se (dependendo da liquidez e da maturidade do mercado de capitais) obter a análise da inflação local implícita no bônus de longo prazo expresso em moeda local, ou a partir de estudos específicos de consultores privados ou institutos governamentais.

Cabe mencionar que a consistência é imprescindível para assegurar uma correta determinação do retorno real. Neste sentido, aplicando-se deflação com um índice de mercado que resulta superior ao índice com o qual se ajusta esta parte dos custos contemplada nas tarifas, não se recupera o retorno real do ponto de vista do custo de oportunidade do capital, o que constitui o princípio básico do CAPM/WACC.

Por último, vale a pena aprofundar-se no tema sobre se se deve utilizar a inflação futura ou a inflação passada. Costuma-se afirmar que a inflação que se descontam os papéis financeiros é a varejista, na realidade esta depende da vida do bônus. Assim, os bônus de longo prazo sempre descontam uma inflação relativamente estável, que representaria uma condição de equilíbrio em que inflação varejista e atacadista convergem. Nos bônus de mais curto prazo, prevalece a consideração da inflação varejista, embora o assunto dependa da situação macro-econômica conjuntural.

Resulta fundamental assegurar que a regra de ajuste se mantenha entre períodos. Optando-se por aplicar um método ou enfoque, deve-se mantê-lo para as subseqüentes revisões tarifárias.

Em qualquer caso, a inflação que se deve utilizar é a projetada, ou seja, a futura, para assegurar a consistência metodológica, caso seja utilizado o valor *spot* da taxa livre de risco.

Entretanto, existe certa discussão, quando se utilizam médias históricas para estabelecer o valor desta variável. Conceitualmente, o correto seria estabelecer uma média das inflações esperadas em cada momento do período histórico. Como este cálculo se mostra complexo, muitas vezes se utiliza a inflação passada, isto é, a obtida durante o período em que se estende a média.

Com relação à moeda de aplicação das tarifas, é importante compreender o fenômeno do risco de câmbio. O risco de câmbio reflete o custo de conversão da moeda local para moeda estrangeira frente a oscilações aleatórias (e importantes) da taxa de câmbio. Ou seja, é o risco que a taxa de câmbio dispare para cima da taxa de inflação regulatória, quer dizer, a probabilidade da existência de fenômenos não previstos na expectativa de desvalorização. Se isto acontece, enquanto dure esta situação, o rendimento em dólares é menor que o esperado (e permitido pela taxa de retorno estimada). A importância da adição do risco de câmbio é fundamental se se deseja atrair ou manter o negócio em capitais estrangeiros.

O método a ser empregado para a estimativa do risco de câmbio depende, fundamentalmente, da informação disponível. Esta informação depende, por sua vez, da maturidade e da liquidez do mercado de capitais. Existem duas possibilidades:

– *A partir da análise dos bônus soberanos denominados em moeda* local: tenta-se procurar o *spread* entre o rendimento de um bônus denominado em dólares dos EUA e outro denominado em moeda local, ambos de similar *duration*. Este mecanismo é utilizado em países onde existe um mercado de bônus de longo prazo nomeados em moeda local e em moeda estrangeira, como era o caso da Argentina durante a década de 90. Para isto, deve-se analisar o comportamento nominal do bônus de longo prazo quantificados em reais.

  Apesar do volume e complexidade dos instrumentos de dívida em moeda local do tesouro brasileiro, não se dispõe diretamente deste tipo de instrumento. Com efeito, os rendimentos das LTN ou NTN-C são reais, já que o principal se ajusta pelo IGP-M, e os rendimentos das NTN-D são basicamente em dólares[31], já que o principal se ajusta pela variação do tipo de câmbio. Desta forma, não se consideram rendimentos nominais de longo prazo para dívida emitida em reais. Entretanto, pode-se obter rendimentos nominais em reais de médio prazo, já que se conta com curvas de rendimentos nominais a 3 anos considerando os rendimentos das LTN. Deste modo, pode-se obter o risco de câmbio nominal a partir do *spread* a três anos entre a curva de rendimentos dos LTN e os NTN-D, e se assume que este parâmetro é mantido constante para períodos maiores.

  O principal problema deste enfoque é que o mercado de instrumentos de dívida soberana nomeada em reais é pouco líquido para *maturities* maiores que três anos e que os rendimentos se encontram bastante distorcidos pelo exercício da política monetária que o Banco Central realiza através dos mesmos.

  É importante mencionar que, neste caso, para obter o risco cambial real, deve-se descontar a inflação em reais implícita nos instrumentos financeiros. Para obter a inflação em reais que consideram as letras do tesouro do Brasil, adota-se o *spread* entre o rendimento nominal das LTN a 3 anos e o rendimento real das NTN-C a três anos, consistentemente com a forma com que se estima o risco cambial nominal. Deste modo, a inflação empregada nos instrumentos financeiros é o IGP-M, a qual, por sua vez, é a que se utiliza com fins regulatórios. Assim sendo, ambos os enfoques de consideração da inflação resultam consistentes.

[31] De fato, a curva de rendimentos dos NTN-D é similar a dos bônus emitidos em USD.

– *A partir do mercado de futuros de câmbio*: aplicam-se técnicas econométricas (v.g. filtro de Kalman) com o propósito de obter o risco de câmbio implícito nos preços futuros de câmbio. Esta alternativa consiste em obter o risco de câmbio real diretamente do mercado de futuros de dólar dos EUA contra moeda local, como sugeriu a FUBRA à ANEEL sobre uma adaptação da metodologia desenvolvida por WOLFF[32].

  Em mercados financeiros faz com que o preço de determinados ativos financeiros freqüentemente se afaste das expectativas relevantes. No caso de mercados futuros de câmbio, os investidores requerem também algo mais além da expectativa de desvalorização cambial para venderem a moeda forte no futuro. O problema radica que é impossível observar a desvalorização esperada. De fato, somente o *forward premium*, isto é, a diferença entre o dólar futuro e o dólar à vista, é observável. Este *forward premium* pode ser descomposto em dois componentes: uma expectativa de desvalorização e um risco cambial. A metodologia consiste em isolar o risco cambial.

  A metodologia, sumamente difundida em finanças, consiste em: (1) definir o prêmio de risco cambial como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a desvalorização observada *ex-post*; (2) observar que essa diferença é igual ao risco cambial mais um ruído branco e (3) aplicar então um filtro de Kalman para eliminar o ruído branco com algum *software* de econometria apropriado.

  É importante mencionar que o risco cambial obtido deste modo é nominal em termos da inflação externa, quer dizer, que não necessita ser deflacionado pela inflação local.

  A principal dificuldade deste método é que somente pode ser aplicado a futuros de curto prazo (1 mês), pois os mercados de mais longo prazo são sumamente ilíquidos. Adicionalmente, em ambos os casos, é importante mencionar a informação antes das modificações da política cambial de 1999, carecem de utilidade. Se se quiser melhorar a estimativa, podem ser construídas séries sintéticas a partir dos *swaps* Pre x Di, Dol x Pre.

Ambos os mecanismos são conceitualmente idôneos, o problema central é a existência dos mercados necessários e a qualidade da informação para realizar as estimativas, e disto depende, fundamentalmente, a utilização de um ou outro método.

O tema da proteção fiscal e a conversão do retorno a valores reais constitui um dos problemas mais importantes a resolver quando se deve estimar a remuneração sobre a base de capital, já que, em geral, o pagamento do imposto de renda se considera no valor da taxa e não como uma distribuição de bens adicional. Este aspecto é ainda mais relevante nas regulações que utilizam o capital total (não depreciado) como base de remuneração de ativos.

O tema não se delineia caso o esquema de cálculo de tarifas mediante o método de fluxo de caixa descontado, e as tarifas resultam da determinação uma taxa de retorno sobre o fluxo de recursos projetado, já que pode calcular-se a taxa de retorno sobre um fluxo após os impostos.

Nos enfoques não meramente financeiros, o que se faz é dividir o retorno nominal pelo coeficiente (1-t), onde t é a taxa normativa de imposto aplicada aos lucros. Esta possibilidade é adequada quando a remuneração do capital se computa sobre o capital líquido e se estabelece separadamente uma cota de amortização.

Quando se utiliza o capital total como base de capital, existe a discussão sobre utilizar-se uma outra opção como uma “taxa de impostos” efetiva para passar do WACC após os impostos ao valor antes dos impostos, com a finalidade de considerar as ganhos tributários que resultam das depreciações.

---

[32] Forward foreign exchange rates, expected spot rates and premia: A signal-extraction approach. Wolff, Christian. Journal of Finance, 1987 e "Measuring the Exchange Risk Premium: Multi-Country Evidence from Unobserved Components Models". Journal of International Financial Markets, Institutions and Money, 2000.

A discussão acadêmica sobre este aspecto está muito em moda na atualidade, sobretudo no âmbito das finanças regulatórias, onde não se alcançou um nível de consenso básico. Existem diferenças substanciais entre os especialistas a respeito de considerar-se a taxa de impostos efetiva ou a nominal para fins de passar do WACC nominal após os impostos ao valor antes dos impostos.

Resulta muito complexo estimar uma taxa de impostos efetiva. Não obstante, a realidade demonstra que os escudos fiscais sobre o custo do capital próprio devem ser considerados, posto que têm um impacto forte na remuneração da empresa, isto é, nas tarifas aos usuários finais.

A melhor solução é adequar a forma de estimar a remuneração do capital a partir de uma taxa real depois dos impostos, considerando unicamente o impacto da dedução das depreciações e amortizações, assumindo uma taxa de depreciação vinculada à vida útil regulatória média das instalações.

Antecedentes regulatórios na distribuição elétrica e na distribuição de gás natural: América Latina e Brasil

Síntese da análise comparativa – Experiências na América Latina

Na América Latina, a indústria elétrica passa por uma profunda transformação sem paralelo com outras regiões do mundo. O Chile foi o pioneiro na reforma do setor elétrico, estabelecendo um novo limite regulatório em 1982; seguiram-se Argentina, em 1992 (eletricidade e gás natural), Peru, em 1993, Bolívia e Colômbia (ambos setores) em 1994 e América Central a partir de 1995 (tirando a Costa Rica). Na Venezuela, Equador e Uruguai existem já movimentos com tendências a uma reforma estrutural do setor.

As reformas introduzidas em ambos os setores[33] têm seguido caminhos semelhantes sob uma égide genérica de regulação por incentivos. Mesmo assim, em cada país, a experiência prática na implementação de metodologias para a estimativa da taxa de retorno é muito variada. Pode-se verificar que cada marco regulatório foi sendo enriquecido com as experiências anteriores.

No contexto da reforma do setor elétrico, a atividade de distribuição de energia requer somas muito altas de capital para sua manutenção, renovação e expansão. Como se pode entender, as taxas de retorno deste capital são um elemento crucial para que a inversão de capital seja depositada na atividade de distribuição, a qual costuma ter longos prazos de maturação, entre 20 e 40 anos. Na falta de um mercado livre e competitivo e considerando a transcendência na prestação do serviço público elétrico no desenvolvimento social, é justamente a atividade regulatória a encarregada de estabelecer as taxas de retorno do capital privado.

[33] Analisam-se ambos os setores conjuntamente, uma vez que, quantitativamente, não existem fortes razões técnicas para se supor grandes diferenças entre a taxa de retorno aplicável ao setor de distribuição de gás natural em relação ao de distribuição elétrica, já que os *betas* entre ambos os setores não diferem muito, ou diretamente não diferem. Este conceito se reforça pelo fato de que as regulações que afetam a estimativa da taxa de retorno não diferem significativamente. Na seguinte tabela se comparam *betas* desalavancados estimados por diferentes fontes de informação sobre o mercado americano para ambos os setores.

	Beta desalavancado – Distribuição de gás canalizado	Beta desalavancado – Distribuição de eletricidade
Value Line	0,3	0,38
Ibbotson Associates	0,1	0,1

A reforma na América Latina e a regulação produzida em seus diversos marcos, geralmente, implícita ou explicitamente, procuram fornecer aos participantes na atividade de distribuição uma rentabilidade competitiva internacionalmente, mantendo relação com o grau de eficiência operativa da empresa, e que seja similar a outras atividades de risco similar ou comparável. Apesar de serem estes princípios reconhecidos por toda autoridade regulatória, o enfoque concretamente adotado para cada caso varia, ficando a diferença fundamental na metodologia para a estimativa da taxa.

Os avanços na regulação do setor de distribuição de gás natural por redes têm sido mais demarcados que os verificados no setor de energia elétrica. Em geral, aqueles países que mais avançaram na desregulação do setor apoiaram sua regulamentação em certos princípios gerais baseados na eficiência econômica (fomento da competência, incentivos econômicos, busca de eficiência e da sustentabilidade), oferecendo adequada proteção aos usuários finais levando em consideração que a distribuição de gás canalizado é uma atividade monopolista. Entretanto, nota-se que, durante os anos 90, se introduziram em alguns países da região importantes reformas (Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Peru e Uruguai). De modo geral, nestes países as reformas tenderam a suprimir as barreiras ao investimento privado e se desregulou o mercado de distribuição de gás natural. Na Argentina, Colômbia e Peru, os entes Reguladores fixam as tarifas de transporte e distribuição de gás natural (embora tenham diferentes métodos de cálculo). No Chile, entretanto, só se regulam as tarifas para os usuários de menor consumo. Neste ponto, se explicam mais detalhadamente os mecanismos estabelecidos pelos quatro países em relação à determinação das tarifas de distribuição de gás natural.

Alguns países optaram por estabelecer a taxa de retorno diretamente nas suas leis regulatórias. Este é o caso do Chile (setor elétrico), onde a taxa de retorno tem as características de uma ‘taxa fixa referencial com bandas’. A Lei de 1982 estipula um retorno de 10% real anual para a atividade de distribuição de energia elétrica, enquanto que na estimativa formal da mesma, esta pode variar em ± 4 pontos percentuais de acordo com o nível e estrutura tarifária que defina a autoridade competente.

Desta forma, pode-se assinalar certas características comparativas e particulares do caso chileno. De um lado, a taxa de retorno em termos relativos é metodologicamente menos previsível em cada revisão tarifária com respeito a metodologias padronizadas – como a CAPM/WACC – caracterizadas por métodos matemáticos de estimativa em função de variáveis independentes claramente identificadas. Certamente, a margem estipulada pela Lei abre maiores espaços para a negociação entre as partes, o que pode contribuir ao desenvolvimento de mecanismos de consulta e controle, ao mesmo tempo em que sugere maior arbítrio no delineamento e implementação da taxa.

Quanto ao setor de distribuição de gás, no Chile, a Lei 232 e suas alterações (em particular a Lei 18.856 de 1989), estabeleceu um regime de livre competência para a fixação das tarifas de fornecimento de gás e serviços afins. As empresas de gás fixam livremente os preços de fornecimento, assegurando que os preços de venda para consumidores com consumos de características similares, dentro de uma mesma zona de distribuição, não difiram.

Não obstante, a “Comisión Nacional de Energía” (CNE) reserva-se o direito de fixar as tarifas do fornecimento de gás de todo consumidor que consuma mensalmente menos de 100 Gigajoule, depois de demonstrar que com o sistema tarifário estabelecido pela Concessionária do serviço de distribuição, as receitas anuais resultem maiores em cinco pontos percentuais à taxa de custo anual de capital definida na mesma lei.

A taxa de custo anual de capital que deverá ser utilizada será calculada considerando "o risco sistemático das atividades próprias das empresas Concessionárias de serviço público de distribuição de gás em relação ao mercado, a taxa de rentabilidade livre de risco, e o prêmio por risco de mercado". Além disto, a Lei estabelece que a taxa não poderá ser inferior a 6%. Vale dizer que existe uma faixa prefixada para a taxa de retorno real entre 6% e 11%.

A regulação peruana em energia elétrica, mesmo usando uma taxa referencial (12% real anual) e uma banda de ± 2% como o caso chileno, estipula, porém, que a taxa de referência possa ser recalculada se existem fundamentos, por exemplo, uma forte alta sustentada do risco-país.

O risco-país é uma variável que nos últimos anos incrementou sua relevância no delineamento regulatório vinculado à aplicação privada. Métodos padronizados de estimativa de taxa de retorno como o CAPM/WACC na sua modalidade *Country Spread Model* são, de fato, métodos *ad- hoc* quanto à sua avaliação do risco-país para estimar a taxa de retorno do capital.

O Peru deve ser considerado na prática como um sistema de 'taxa referencial com bandas' similar ao do Chile. Entretanto, deve destacar-se que na Lei se introduz o critério de risco-país, provocando com isso uma discussão regulatória que questiona a metodologia da taxa fixa e inclusive envolve explicitamente especialistas externos nas possíveis modificações de até 2 pontos percentuais na taxa atual. O Peru, com sua reforma de princípios dos anos 90, destaca-se pelo seu tratamento do risco-país quando as metodologias *ad-hoc* (ex. *Country Spread Model*) não estavam difundidas como hoje em dia.

Para o gás, o enfoque é similar. O Regulador peruano (OSINERG) fixa as tarifas de distribuição (tarifas máximas) assegurando ao Concessionário a cobertura dos custos eficientes para a prestação do serviço.

No Regulamento de Distribuição (D.O. 042 de 1999), estabelece-se que a taxa de atualização para a determinação das tarifas de Distribuição será definida pelo OSINERG (embora levando em consideração a proposta do Concessionário). Explicita-se que a taxa deverá considerar as condições especiais de risco dentro das áreas de concessão e o grau de desenvolvimento do mercado de gás natural dentro de cada área. Define, deste modo, a taxa a ser utilizada para as tarifas de distribuição em 12% real anual. O valor máximo de variação entre duas regulações será de 2 pontos percentuais da taxa vigente.

O caso guatemalteco (indústria elétrica) é muito interessante do ponto de vista regulatório. Com uma Lei promulgada em meados da década dos 90, na Guatemala não existe uma taxa fixa referencial e a Lei limita-se a estabelecer uma banda entre 7% e 13% real anual para a taxa de retorno. O inovador deste caso guatemalteco é que coloca a definição da taxa nas mãos da Comissão de Energia (Organismo Regulador) assistida por estudos contratados com especialistas externos. A taxa que resulte disto deverá estar dentro da banda estabelecida ou, em caso contrário, adotar o valor dos extremos segundo for o caso.

Quando a taxa fixa referencial não aparece no limite regulatório, se gera um espaço de discussão com referência à decisão metodológica, o que na prática tem sido interpretado como um convite ao uso de métodos padronizados. A regulação guatemalteca pode ser entendida como uma transição entre os métodos fixos referenciais e os métodos padronizados.

O setor elétrico na Bolívia é outra experiência feita em meados dos anos 90. Diferentes de seus antecessores, a reforma boliviana dá um giro na definição de taxa de retorno e introduz o uso de um procedimento comparativo, o *benchmarking* internacional. A taxa de retorno para a aplicação na Bolívia não só não é fixa nem demarcada por uma banda, senão que resulta da média aritmética das taxas de retorno de um grupo de empresas listadas no NYSE e no índice Dow Jones para empresas de serviços públicos. Como se pode entender, a definição da taxa de retorno é clara e não permite maiores problemas de interpretação. Entretanto, também é necessário notar que não se está considerando nesta estimativa o risco-país que enfrenta o investimento no caso particular da Bolívia, o que na prática pode resultar em um baixo incentivo para a atração de capital a esse país. O setor de gás canalizado na Bolívia está em uma etapa muito incipiente, por isto não se apresentam os antecedentes.

Como no caso guatemalteco, a Lei colombiana coloca sob responsabilidade da autoridade Reguladora a definição das taxas de retorno, não sem antes fixar um número de critérios relativos à eficiência econômica e ao custo de oportunidade do capital. Isto, na prática, abre o espaço para o uso de uma metodologia de tipo CAPM/WACC, confirmada, posteriormente, a partir do ano 2000 e com uma resolução do Organismo Regulador de 2002 (onde se aprova 16.06% real antes dos impostos), correspondente ao cálculo da taxa para o próximo período tarifário (2003-2008), no qual se faz explícito o uso dessa metodologia (CAPM/WACC). Desde a reforma do setor até 2002, se tinha fixado arbitrariamente uma taxa de retorno de 9% real antes dos impostos, o que gerou uma numerosa série de controvérsias.

Uma novidade no caso colombiano (indústria elétrica) é também o convite aos participantes do setor para contribuir com suas propostas na definição das taxas de retorno. Isto deu espaços para discussão que tem contribuído ao desenvolvimento metodológico do CAPM/WACC, particularmente no referente aos aspectos mais discutidos na Colômbia: 'prêmio por risco e estimativa dos *betas*' e 'taxa impositiva e proteção fiscal', ambas variáveis relevantes do método em questão.

No mesmo país, os primeiros antecedentes de regulação do mercado de gás datam de 1994, com a sanção da Lei de Serviços Públicos (Lei 142) que estabelece um marco geral aplicável ao âmbito dos serviços domiciliares de aqueduto, rede de esgoto, asseio, energia elétrica, distribuição de gás combustível e telefonia.

Embora a Lei 142 não determine explicitamente a metodologia para fixar o custo de capital, fornece alguns esboços básicos com respeito ao grau "desejável" de incentivos que deverá ser incluído no regime de tarifas. O artigo 92 da lei estipula que as fórmulas deverão transportar no tempo aos usuários os benefícios da redução média dos custos, e prover incentivos às empresas para aumentar a eficiência apropriando-se dos benefícios que obtenham por serem "mais eficientes que a média". Neste sentido, para a definição das fórmulas se deverá utilizar tanto a "informação própria da empresa" como "a de outras empresas que operem em condições similares mas que sejam mais eficientes".

Na Colômbia, a remuneração vigente para a atividade de distribuição de gás baseia-se em um "cost of service" cujo período de vigência é de 5 anos.

No ano de 2002, a CREG sancionou a Resolução 045. Nesta resolução, a CREG estabelece a metodologia de cálculo e o ajuste para a determinação da taxa de retorno. A CREG utiliza a metodologia WACC/CAPM. A taxa real antes dos impostos ficou em 15.36%.

A reforma Argentina (1992) estabelece na sua Lei a necessidade de fixar uma taxa de retorno do capital aplicado que garanta eficiência na prestação de serviço de distribuição elétrica e também que cubra o custo da oportunidade na qual incide. Tanto a Lei como seu regulamento abrem o espaço para a participação de capital privado e permitem o que na prática tem ocorrido, que é o uso de uma metodologia padronizada do tipo CAPM/WACC para o cálculo da taxa de retorno. O caso do gás natural é similar, pois as leis são similares em seus princípios gerais.

No caso elétrico, destaca-se o fato de que na Argentina a reforma abriu espaços para a regulação provincial de acordo com sua Constituição Federal, com a qual se podem estudar os casos de fixação da taxa em cada província (existem mais de 30 distribuidoras). Não é o caso do gás natural, onde dois transportadores e 9 distribuidoras de alcance regional foram constituídos.

Em geral, no setor elétrico, tanto em nível nacional como ao da maioria das províncias, se implementou a metodologia CAPM/WACC na sua versão *country spread*. Na Argentina, existiram em torno de 15 revisões tarifárias e a média que se obteve para a taxa de retorno é de aproximadamente 11,5% nominal, depois dos impostos.

Para o gás, o Ente Regulador (ENARGAS) aprova as tarifas e adota uma tarifa máxima, ajustável por um índice de preços, um fator de produtividade e um de investimento. A ENARGAS deve assegurar aos transportadores e aos distribuidores (eficientes) a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos e uma rentabilidade razoável.

Para determinar a rentabilidade razoável, a ENARGAS, na revisão tarifária para o período 1998-2002, decidiu utilizar para a determinação do custo do capital, o critério de custo médio ponderado do capital. Para levar em consideração o diferente risco que têm as empresas distribuidoras das transportadoras, se determinou um custo de capital para cada uma das duas indústrias (transporte e distribuição).

Sobre a base de estudos realizados pelo ENARGAS, estabeleceu-se para as empresas distribuidoras um custo médio ponderado do capital (WACC) de 15,2% nominal (depois dos impostos) ou 13,1% real, considerando-se uma taxa de inflação de 1,9%. Os ponderadores do custo de capital neste caso foram o patrimônio líquido e a dívida sobre o total dos ativos para a totalidade das empresas de distribuição, de acordo com os valores refletidos nos respectivos balanços.

O custo de capital para as empresas de transporte alcança um valor de 13,1% nominal (depois dos impostos) e de 11,3% real. Neste caso, a ponderação se realizou pelo valor de mercado das ações e a dívida das empresas Concessionárias.

O caso da reforma panamenha data de 1997 (indústria elétrica), quando foi promulgada e se regulamentou a Lei. O Panamá tem várias particularidades em focar a taxa de retorno do capital. Há uma certa semelhança com o caso boliviano no qual se usava um *benchmarking* internacional; o caso panamenho leva em consideração a referência da taxa de rendimento dos bônus do tesouro dos Estados Unidos, à qual (a diferença da Bolívia) agrega oito pontos percentuais correspondentes com o risco de operar no setor doméstico e no setor elétrico. Com referência à taxa resultante da Lei, marca uma banda de ± 2 pontos percentuais dentro dos quais deverá encontrar-se a taxa de retorno que finalmente seja aprovada pelo ente Regulador. Ainda que fixe a taxa referencial, o que faz a Lei é estabelecer os critérios de eficiência econômica e o custo de oportunidade na estimativa da taxa de retorno.

Na prática, a Lei panamenha coloca nas mãos do Ente Regulador a determinação da taxa de retorno e da metodologia a ser utilizada (sob os critérios estabelecidos) e fixa uma banda em torno de uma taxa de referência baseada em uma variável competitiva em termos internacionais (TB30USA), fazendo consideração expressa do risco-país e do risco setorial (800 pontos básicos, se bem que não mencionado, poder-se-iam distribuir em partes iguais para cada tipo de risco).

Como ocorre explicitamente na Colômbia, no Panamá, mesmo que implicitamente, se abrem espaços para a participação dos agentes econômicos na discussão da estimativa da taxa de retorno. Depois de um período de negociação – que inclusive tem implicado em revisão na alta da taxa de retorno –, o ente Regulador panamenho fixou a taxa de rentabilidade para as três distribuidoras que operam nesse país, em 13,24% anual para o período tarifário que se iniciou em julho de 2002.

Os casos das indústrias elétricas das repúblicas centro-americanas de El Salvador (1996) e Nicarágua (1998) têm em comum que ambas tem reformado seus setores elétricos e, nas suas leis relativas à atividade da indústria, marcam os critérios de eficiência econômica, segurança e competição como base para o desenvolvimento do setor. Apesar de que estes critérios costumam geralmente ser mais referidos a metodologias padronizadas do tipo CAPM/WACC, em El Salvador se estabeleceu por lei uma taxa fixa de 10% real antes dos impostos sem bandas, enquanto que na Nicarágua a Lei deixou espaço para a interpretação da metodologia de estimativa. Como, todavia, não houve um processo de revisão tarifária, não existe na atualidade, discussão sobre o método a ser empregado. De toda forma, para o primeiro cálculo de tarifas se estabeleceu uma taxa de 14% real antes dos impostos. Estes dois casos claramente avançaram a inclusão de critérios econômicos para a estimativa da taxa de retorno, ainda que mais tarde as particularidades em cada caso permitam ou não, o desenvolvimento de metodologias mais elaboradas.

Finalmente se apresenta um grupo de países nos quais a reforma e o avanço na estimativa de taxas de retorno têm sido muito limitados.

Como um ponto médio entre os casos de El Salvador e Nicarágua, encontra-se o Uruguai (1997). No Uruguai, a reforma abriu o setor para a participação privada e a Lei estipula os procedimentos para estimar a taxa de retorno do capital na atividade de distribuição elétrica. Ao marcar que o retorno do investimento deve cobrir uma remuneração razoável, a Lei abre a possibilidade para o uso de um método do tipo CAPM/WACC; não obstante, a mesma Lei fixa a taxa em 10% real anual, contanto que não se conte com uma estimativa alternativa que difira daquela. Esta estimativa alternativa teria que ser realizada pela Unidade Regulamentadora de Energia (Organismo Regulador) considerando a taxa livre de risco mais o produto do risco sistemático da atividade e o prêmio por risco de mercado (o que de fato é um método padronizado e uma variante do CAPM/WACC). Não obstante, hoje, no Uruguai, a reforma não tem avançado muito mais, se bem que foram realizados estudos baseados no método CAPM/WACC (*country spread*) e comparados com a taxa de 10% real anual, mas não existe uma resolução a respeito.

No setor de gás canalizado no Uruguai, não existe uma lei marco, mas dois Contratos de Concessão, que de fato funcionam como o marco regulatório. Nos contratos está enunciado o princípio das tarifas justas e razoáveis. O MIEM (*Ministerio de Energía y Minas*) é o órgão encarregado da fixação das tarifas. No marco da revisão das tarifas de uma das Concessionárias, o MIEM interpretou que tarifas justas e razoáveis implicam fixar o retorno da atividade mediante a estimativa de um WACC para a indústria de gás operando no Uruguai. Os valores finalmente adotados nas tarifas sancionadas não foram publicados.

O caso venezuelano de indústria elétrica (1999) é um dos mais recentes e também dos menos desenvolvidos. Ainda quando em sua Lei se estabelecem os critérios que abrem a discussão e a possibilidade de implementar um método CAPM/WACC, o certo é que pouco se avançou nesse sentido. Hoje, a taxa de rendimento na atividade de distribuição elétrica se encontra em discussão. Até que um organismo técnico encarregado de avançar com a reforma tenha sido criado, uma comissão a cargo da reforma submeteu à discussão das empresas privadas e públicas um trabalho de estimativa do CAPM/WACC que resultou em 12,4% nominal depois dos impostos.

No caso do Equador, pode-se assinalar que existem os princípios jurídicos para a implementação de uma taxa de retorno CAPM/WACC, mas a recente crise econômica tem impedido avançar na implementação real da reforma e, portanto, dificulta a utilização de metodologias padronizadas.

Finalmente, o caso hondurenho é provavelmente o menos avançado em matéria de reforma do setor elétrico pois, embora se tenha promulgado uma Lei (1994) que alicerça as bases para a reestruturação do setor e para a estimativa da taxa de retorno, na realidade dos fatos, a Lei é palavra morta que não tem sido regulada nem efetivamente implementada.

Analisaram-se conjuntamente os setores de distribuição de gás natural e eletricidade, pois os mesmos são de risco similar. Entretanto, a experiência na indústria elétrica é mais rica, pois os sistemas de distribuição elétrica estão mais desenvolvidos na América Latina que os de gás natural.

Em síntese, a experiência latino-americana em matéria de taxa de retorno para a atividade de distribuição elétrica e gás canalizado pode ser observada nas duas tabelas seguintes (Tabelas V e VI):

Tabela V: Esquema comparativo de métodos

ESQUEMA	CARACTERÍSTICAS	PAÍSES	VANTAGENS/DESVANTAGENS
DISCRICIONÁRIO	ALTO (TAXA FIXA SEM BANDAS)	EL SALVADOR (Eletricidade)	O mecanismo é muito singelo e transparente, mas não reflete as variações das taxas de juros que se produzem no mercado local e no mercado mundial. Isto é um aspecto negativo que faz com que o esquema seja potencialmente perigoso. Pode-se pôr em risco a viabilidade da concessão se as taxas reais forem muito superiores ao valor fixado pelo marco regulatório. Se, pelo contrário, a taxa real é muito inferior a esse valor regulado, os clientes cativos transferem rendas excessivas ao operador através das tarifas do serviço. Além disso, é uma característica conhecida da análise regulatória que as regras básicas não contemplam eventuais condições extremas. Estas podem ser resolvidas unicamente através de procedimentos específicos. Finalmente, este enfoque não determina com precisão a atribuição do risco de financiamento.
	MÉDIO (REFERÊNCIA FIXA COM BANDAS)	CHILE (Eletricidade - Gás)	Este método é uma versão do anterior que inclui a possibilidade de contemplar variações nos elementos que constituem o retorno. Isto se implementa atribuindo ao Regulador certa discricionariedade na definição de “bandas”. Entretanto, devido a que pequenas variações no valor da taxa de retorno têm um impacto significativo nas tarifas aos usuários finais, o efeito dessa margem de discricionariedade pode ser muito negativo.
	BAIXO (REFERÊNCIA COM POSSIBILIDADE DE AJUSTE POR OUTRO MÉTODO)	PERU (Eletricidade - Gás) URUGUAI (Gás)	Estes enfoques permitem a comparação prática do valor regulado com os que se obtêm aplicando diversos métodos para determinar o custo de oportunidade. Combinam a definição de um espaço de referência e um nível adequado de flexibilidade.

ESQUEMA	CARACTERÍSTICAS		PAÍSES	VANTAGENS/DESVANTAGENS
MÉTODO POR COMPARAÇÃO NÃO PADRONIZADO	SEM POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DE CAPM/WACC PARA COMPARAR		BOLÍVIA (Eletricidade)	No método de cálculo definido na regulação boliviana, não está contemplada a incorporação do "risco-país" Na prática, isto pode representar um escasso incentivo à atração de capital. Adicionalmente, como se considera unicamente o custo do capital próprio nos valores das tarifas, todos os benefícios da gestão financeira são retidos pelo operador. Este segundo aspecto atua no sentido contrário ao mencionado anteriormente.
	COM POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DE CAPM/WACC PARA COMPARAR		PANAMÁ (Eletricidade)	O marco regulatório do setor elétrico do Panamá atribui ao Ente Regulador a competência de determinar a metodologia a aplicar e a definição específica do valor de taxa de retorno. Do mesmo modo, esse marco define uma banda ao redor de uma taxa de referência, e considera de forma expressa tanto o "risco-país" como o "risco setorial". As variações admitidas da taxa de retorno estão diretamente vinculadas às mudanças nas taxas de juros. Por este motivo, considera-se que este método é mais adequado que os de "taxa fixa". A aplicação prática deste método é similar a dos casos do Peru ou Uruguai, nos que não se considera um valor de referência.
SEM DEFINIÇÃO METODOLÓGICA COM POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DIRETA DO CAPM/WACC	SEM LIMITAÇÃO	COM APLICAÇÃO EFETIVA DE CAPM/WACC	COLÔMBIA (Eletricidade, Gás) ARGENTINA (Eletricidade, Gás)	A dificuldade mais importante associada à aplicação destes enfoques é que se gera um grande espaço de discussão para definir o método para estimar a taxa de retorno. Entretanto, na prática, esse espaço e a discricionariedade na eleição do método estão fortemente limitados pela experiência internacional e o suporte teórico e conceitual dos distintos métodos existentes. A realidade mostra que o método CAPM/WACC é considerado como a melhor opção pela grande maioria das Agências Reguladoras. Este método reflete, de forma adequada, as condições dos mercados no momento de sua aplicação e permite realizar análises comparativas no âmbito internacional. Do mesmo modo, não é necessário utilizar informação
		COM APLICAÇÃO POTENCIAL	NICARÁGUA (Eletricidade) VENEZUELA (Eletricidade) HONDURAS (Eletricidade) EQUADOR (Eletricidade)	

ESQUEMA	CARACTERÍSTICAS		PAÍSES	VANTAGENS/DESVANTAGENS
	COM LIMITAÇÃO (BANDAS DE REFERÊNCIA)	COM APLICAÇÃO POTENCIAL	GUATEMALA (Eletricidade)	fornecida pela empresa regulada, o que resulta um aspecto muito importante, se se levar em consideração o conhecido fenômeno da "assimetria" informativa e seus efeitos negativos. Na Argentina e na Colômbia já se concretizaram aplicações práticas deste enfoque. Nos outros países mencionados, ainda não foram realizadas as revisões tarifárias.

Tabela VI: Valores recentes e métodos detalhados

ANO DA REFORMA	PAÍS	MÉTODO	TAXAS RECENTES
1982 1989	Chile (Eletricidade) Chile (Gás)	10% real, fixo referencial, com banda de ± 4%. 6% mínimo - 11% máximo	Entre 6% - 14%
1992	Argentina (Eletricidade) Argentina (Gás)	Nominal depois dos impostos (CAPM/WACC)	11,5% (Média nacional)[34] 13,1%
1992	Peru (Eletricidade) Peru (Gás)	12% real fixo antes dos impostos com banda de ± 2 com possibilidade de ajuste. 12% real fixo antes dos impostos com banda de ± 2 com possibilidade de ajuste.	10,2%, 12,3% e 8,5% em função das características da área atendida
1994	Bolívia (Eletricidade)	Real depois dos impostos. Por regulação comparada contra os EUA.	10,1%
1996	Guatemala (Eletricidade)	Real anual em banda de 7% - 13%	Entre 7% - 13% (não existem novos valores porque não se realizou a primeira revisão tarifária)
1996	El Salvador (Eletricidade)	Fixa, real antes dos impostos	10%
1997	Panamá (Eletricidade)	Taxa real antes dos impostos, livre de risco + 8 % com banda de ± 2%. Abre espaço para CAPM/WACC	13,24%
2000	Nicarágua (Eletricidade)	Real antes dos impostos. Abre espaço para CAPM/WACC	14% inicial (não se realizou a primeira revisão tarifária)
2002	Colômbia (Eletricidade) Colômbia (Gás)	Real antes dos impostos. Abre espaço para CAPM/WACC	16,06% 15,36%
1997	Uruguai (Eletricidade)	Real antes dos impostos. Abre espaço para CAPM/WACC	10% (referencial,ainda não se aprovou um valor definitivo)
1999	Venezuela (Eletricidade)	Abre espaço para CAPM/WACC	Discute-se em torno do 12,4% nominal depois dos impostos, mas não há aprovação.
1997	Equador (Eletricidade)	Abre espaço para CAPM/WACC	-

[34] Na Argentina, se utilizam taxas reais depois dos impostos. O imposto se reconhece no *cash flow* de cada empresa, já que as revisões se realizam caso a caso. Pode-se dizer que indiretamente se utiliza uma taxa efetiva de impostos, distinta em cada caso.

ANO DA REFORMA	PAÍS	MÉTODO	TAXAS RECENTES
1994	Honduras (Eletricidade)	Sem avanço claro	-

A experiência internacional parece mostrar que a metodologia de **CAPM/WACC** é amplamente reconhecida como a mais efetiva para a estimativa da taxa de retorno em um setor regulado.

Também se observa que esta metodologia não tem sido incorporada em todos os casos na América Latina. Alguns marcos regulatórios têm adotado procedimento de caráter discricionário, ao fixar taxas ou bandas de acordo com as estimativas próprias sobre o rendimento necessário. Outros países adotaram um perfil de maior transparência ao fazer explícitos os determinantes da taxa mediante métodos padronizados como o método CAPM/WACC.

A prática de métodos padronizado tipo CAPM/WACC é cada vez mais reconhecida, posto que, ao tornar transparente o procedimento, facilita a aceitação das partes e reduz a discricionalidade, o que é consistente com os princípios gerais mencionados na maioria dos textos legislativos. A experiência demonstra que, seja como método efetivamente utilizado ou como referência para comparações com outros métodos previstos no marco regulatório, geralmente se utiliza o método CAPM/WACC (*Country Spread Model*) para a estimativa da taxa de retorno nas atividades reguladas.

A experiência da ANEEL na distribuição de energia elétrica

Temas centrais de discussão

No marco da revisão tarifária da distribuição elétrica, a ANEEL contratou quatro consultorias especializadas para tentar obter um enfoque único para a estimativa da taxa de retorno para um negócio regulado. Participaram quatro consultorias: RCW, FUJB (Fundação Universitária José Bonifácio da Universidade Federal do Rio de Janeiro), FUBRA (Fundação Universitária de Brasília) e Mercados Energéticos. Todas elas apresentaram alternativas metodológicas com semelhanças no tratamento geral e fortes diferenças nos detalhes computacionais.

O primeiro elemento que se deve observar é a coincidência metodológica entre todas as consultorias sobre o uso de um custo médio de capital para estimar a taxa de retorno de um negócio regulado. Por sua vez, coincidiu-se no enfoque geral, recomendando realizar a estimativa do nível de endividamento ótimo pelo caminho do *benchmarking* financeiro.

Outro ponto importante é que, em geral, não existiram divergências entre as consultorias com relação às vantagens e desvantagens dos distintos métodos alternativos para estimar a taxa de retorno para negócios regulados. Existe consenso que o melhor método é o WACC utilizando o CAPM para a estimativa do custo de capital próprio, e que este deve ser modificado na sua estrutura clássica para adaptá-lo às condições dos países emergentes. Esta adaptação constitui a internacionalização do método, sendo especificamente onde as consultorias realizaram propostas alternativas e, em geral, inovadoras, com a intenção de encontrar uma alternativa superior a um problema que não encontra até o momento uma teoria ou uma prática indiscutivelmente melhor.

Os principais tópicos da discussão entre as propostas podem ser resumidos do seguinte modo:

- Utilização do critério de *duration* vs. o de *maturity* para selecionar o bônus (para estimar a taxa livre de risco);
- Duração das médias consideradas na estimativa do rendimento livre de risco (apresentaram-se alternativas entre 20 e 1 ano);
- Mercado base da estimativa dos *betas* (local ou internacional);

- Uso de informação previamente processada ou informação de base para a estimativa do *beta*;
- Sobre a consideração do risco-país, foram apresentadas quatro propostas inovadoras, além do tradicional uso de médias na versão "country spread". Nem todas as propostas foram desenvolvidas com suficiente rigor:
    - Uma adaptação do CAPM internacional;
    - Uma versão simplificada do tipo "Baseado em Qualificações Gerais";
    - Uma consideração *ad-hoc* sobre o tratamento do risco de crédito implícito no risco-país clássico;
    - Um esquema baseado em considerar o risco-país como parcialmente diversificável.
- *Benchmarking* financeiro local vs CAPM da dívida para a estimativa do capital de terceiros;
- Consideração e estimativa do risco cambial;
- Conversão a termos reais: inflação passada vs inflação futura.

Finalmente, a ANEEL adotou a proposta da FUBRA com relação a estes temas.

A proposta da Aneel

O objeto do presente item é apresentar a metodologia escolhida pela Aneel, dado que a mesma consiste em uma referência importante na definição da remuneração do capital para empresas prestadoras de serviços regulados para empresas de rede.

Para o cálculo da taxa de retorno, a ANEEL adotou a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda.

<u>Custo do Capital Próprio</u>

Para o custo de capital próprio, a ANEEL adotou o método CAPM:

- Para a **taxa livre de risco** utilizou-se o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos e duração de aproximadamente 8 anos (UST10). O período considerado foi de março de 1995 a junho de 2002 e a taxa de juros média anual apurada foi de 6,01%.
- O **prêmio de risco de mercado** foi calculado subtraindo-se a taxa livre de risco do retorno médio da série histórica dos retornos diários do *S&P500*, que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova Iorque. Baseando-se nas séries históricas dos anos de 1926 a 2000, o valor apurado para o prêmio de risco de mercado foi de 7,76%.
- O cálculo do ***Beta*** envolveu os seguintes passos:
    - Cálculo do *beta* alavancado para a amostra de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA;
    - Desalavancagem dos *betas* obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 34% de imposto de renda dos EUA, obtendo assim o *beta* associado ao risco do negócio ($\beta_{i,u}$);
    - Cálculo da média aritmética desses *betas*, cujo resultado chamar-se-á de *beta* desalavancado;
    - Realavancagem dos *betas* desalavancados das Concessionárias de distribuição da amostra relevante, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos.

Para se proceder ao cálculo dos betas de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA, foram selecionadas 15 empresas para as quais se dispõem de séries históricas longas e cujas ações possuem bastante liquidez no mercado. O *beta* dessas empresas foi estimado com base nos dados de março de 1995 a junho de 2002, na estrutura de capital média dos últimos 5 anos, no capital total em 2001 e no *beta* desalavancado de cada empresa. O *beta* médio das ações, ponderado pelo tamanho dos ativos da empresa, é igual a 0,30, e o beta desalavancado médio é igual a 0,159.

- Os **prêmios de risco do negócio e financeiro** foram calculados adotando-se uma estrutura ótima de capital de 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. Como resultado, obteve-se 1,23% para o risco do negócio e 0,81% para o risco financeiro. Portanto, a soma dos prêmios de risco do negócio e financeiro foi estimada em 2,04%.

A taxa livre de risco, o *beta* desalavancado e o prêmio de risco de mercado estão referenciados ao mercado dos EUA. O elemento r_r da equação refere-se ao risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e inclui os prêmios de risco-país, risco cambial e de risco relativo ao regime regulatório:

O **prêmio de risco-país** se calcula pela diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. Para o cálculo utilizou-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), calculado pelo JP Morgan, de 29 de abril de 1994 a 6 de agosto de 2002, resultando no valor médio de 8,29%. Para se calcular o prêmio de risco de crédito do Brasil foram selecionadas as empresas com classificação de risco B1 que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, foi encontrado o percentual de 4,21%. Assim, o prêmio de risco-país é de 4,08%.

Para o cálculo do **prêmio de risco cambial** utilizou-se a metodologia de Wolff [1997,2000], aplicada pela primeira vez para dados brasileiros em Garcia & Olivares [2000]. Nos termos dessa metodologia, o risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, e a realização da mudança cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um filtro de Kalman para se eliminar o "ruído branco". O prêmio de risco cambial calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2002 foi de 2,0%.

Para o cálculo do **prêmio de risco do regime regulatório** considerou-se que o risco do regime regulatório dos EUA encontra-se refletido no *beta* daquele mercado. Contudo, é reconhecido que o regime de regulação por "preços máximos" apresenta maiores riscos que o regime de regulação por taxa de retorno adotado nos EUA, de forma que se faz necessário determinar o risco adicional derivado do regime regulatório brasileiro. Com base no exposto, a estimativa do risco regulatório baseou-se na diferença entre os *betas* das empresas americanas (regulação por taxa de retorno) e da Inglaterra (regulação por preços máximos). Como os dois países adotam regimes regulatórios diferenciados e ambos se caracterizam como economias de risco reduzido, é correto afirmar que a diferença entre os *betas* deve refletir a diferença entre os riscos vinculados aos respectivos regimes regulatórios. Ressalte-se que a diferença entre os *betas* deve ter como referência os *betas* desalavancados, caso contrário o risco regulatório dependeria do grau de alavancagem, o que não faz sentido. De acordo com os estudos OFFER [1999] e OFGEM [1999], o *beta* para empresas de distribuição de energia elétrica na Inglaterra foi estimado como sendo igual a 1,0. Procedendo-se à desalavancagem desse *beta* pela estrutura de capital ótima da Inglaterra (50% capital próprio e 50% capital de terceiros) e adotando-se a alíquota de imposto de renda inglês de 30%, chega-se ao *beta* desalavancado da Inglaterra de 0,588. Considerando-se que o risco do regime regulatório inglês é semelhante ao risco do regime regulatório brasileiro, o prêmio de risco regulatório brasileiro acima do risco regulatório dos EUA deve ser igual a:

$$\left(\beta_{RU} - \beta_{EUA}\right) \times \left[r_M - r_f\right] = \left(0{,}588 - 0{,}159\right) \times 7{,}76 = 3{,}33\%$$

Do exposto, o custo do capital próprio nominal em dólares é de 17,47%.

Deflacionando-se pela inflação média anual da economia norte-americana de 2,40% (referente ao período de fev/95 a jun/02), obtém-se o custo de capital próprio real de 14,71%.

Custo do Capital de Terceiros

Para o custo de capital de terceiros, se adotou uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, se trata de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma Concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros foi calculado pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X = 15{,}76\%$$

A estimativa do custo de capital de terceiros tem como componentes a taxa livre de risco, o prêmio de risco de crédito, o prêmio de risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e o prêmio de risco cambial.

O **prêmio de risco de crédito** deve representar o *spread* acima da taxa livre de risco que pagam empresas com o mesmo risco que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Todas as distribuidoras de eletricidade brasileiras classificadas pela Moody's receberam a classificação BA1, ou seja, uma classificação melhor que a dos títulos do governo brasileiro. Assim, a Aneel adotou como prêmio de risco de crédito de uma distribuidora de energia elétrica brasileira a média dos prêmios de risco de crédito de empresas dos EUA com risco BA1 que tenham emitido títulos de longo prazo desde 1994 e que tenham liquidez. Esse prêmio de risco resulta em 3,67%.

O custo do capital de terceiros nominal em dólares resultou em 15,76%.

Deflacionando-se pela inflação média anual da economia norte-americana de 2,40% (referente ao período de fevereiro de 1995 a junho de 2002) obtém-se o custo do capital de terceiros real de 13,05%.

Estrutura de Capital

Para a definição da **estrutura ótima de capital**, a ANEEL considerou, além da estrutura de capital das Concessionárias de distribuição do Brasil, a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório que o Brasil, porém, com mais tempo de funcionamento do regime regulatório e, portanto, de maturação das empresas reguladas. Assim, a estrutura ótima de capital baseou-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, foi obtida a estrutura ótima de capital para as Concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica:

- Primeiramente, obteve-se uma faixa de valores para a relação D/V do grupo de países formado por Argentina e Chile. A razão para o agrupamento desses dois países é que ambos são economias em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas ao regime de regulação por preços máximos. Obteve-se como resultado uma faixa de 36,38% a 55,28% para o Chile e de 30,13% a 40,46% para a Argentina, e de 33,25% a 47,87% para o grupo;
- A seguir, agrupou-se a Austrália e a Grã-Bretanha, países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam o regime de regulação por preços máximos no setor de distribuição de eletricidade. Usando o mesmo método usado para o grupo 1, obteve-se uma faixa de 60,93% a 63,94% para a Austrália, de 31,15% a 51,24% para a Grã-Bretanha, e de 46,04% a 57,59% para o grupo;
- O próximo passo consistiu em combinar as faixas desses dois grupos de países de maneira a obter uma faixa de referência para os dados brasileiros. Como resultado, obteve-se uma faixa de 33,25% a 57,59%. Em princípio, esse resultado poderia refletir o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas

distribuidoras de eletricidade de países que já adotam o regime de regulação por "preços máximos" há mais tempo que o Brasil;

– Em seguida, obteve-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras, de 51,22% a 70,11%. Finalmente, realizou-se a interseção dessa faixa com a faixa de referência obtida para os dois grupos de países, resultando na faixa de 51,22% a 57,59%. No entanto, um ajuste final ainda é necessário. Considerando o benefício fiscal dado a juros sobre dívida e capital próprio no Brasil, chega-se à conclusão que as empresas brasileiras têm relativamente menos incentivos para usar dívida comparativamente às empresas de outros países. Assim, seria razoável admitir-se uma faixa entre 50% e 55% para a estrutura de capital no Brasil. Diante disso, a ANEEL optou por utilizar uma meta pontual de 50% para a participação de dívida no capital total de empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica.

Custo Médio Ponderado do Capital (*WACC*)

O Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil, resultou, com base no exposto, em 11,26%. Este valor representa uma taxa real depois dos impostos aplicável a fundos nomeados em moeda nacional.

Antecedentes regulatórios

Os principais antecedentes normativos sobre os princípios diretores para a estimativa da taxa de retorno se encontram no Decreto que sustenta a concessão e nos Contratos de Concessão.

Desta maneira, por exemplo, no Decreto Nº 43889/1999, art. 40, enunciam-se dois princípios importantes: i) que nas revisões tarifárias deverão ser considerados, entre outros, fatores econômicos e, ii) que se deve assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Especificamente se enuncia:

> "Art. 40 - As tarifas dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CSPE.
>
> § 1º - O Contrato de Concessão conterá previsão de revisões tarifárias periódicas que levarão em conta fatores econômicos, de mercado, de eficiência e de tecnologia a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.
>
> ....."

No Contrato de Concessão, está claro o mecanismo de ajuste das tarifas. Isto pode ser observado nas cláusulas 21 e 22 do mesmo.

> **"CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – CONDIÇÕES DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS**
>
> **Sexta Subcláusula** - As tarifas-teto constantes das tabelas tarifárias, fixadas pela CSPE e vigentes na data de assinatura deste Contrato, passam a serem decompostas,
>
> sem alteração do seu valor final, em preço do Gás (Pg), preço do Transporte (Pt) e Margem de Distribuição (Md). O preço do Gás (Pg) e o preço do Transporte (Pt) poderão ser considerados agrupados quando os contratos de suprimentos vigentes assim o estabeleçam.
>
> **Sétima Subcláusula** - Os valores das Margens de Distribuição (Md) serão reajustados com periodicidade anual, a contar da "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:
>
> I. no primeiro reajuste, a data de assinatura deste Contrato; e

II. nos reajustes subseqüentes, a data de início da vigência do último reajuste

Oitava Subcláusula - A periodicidade de reajuste de que trata a Subcláusula anterior poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação assim permita, adequando-se a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - TARIFAS APLICÁVEIS, NO PRIMEIRO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

As tarifas-teto vigentes fixadas pela CSPE serão as consideradas para a aplicação na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no primeiro ciclo.

Subcláusula Única - O reajuste tarifário será aplicado sobre a Margem de Distribuição (Md) da "Data de Referência Anterior", conforme segue:

$$T = Pg + Pt + Md \cdot VP$$

Onde:

T = tarifa-teto vigente;

Pg = preço do gás alocado à tarifa, observadas as Subcláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Pt = preço do transporte alocado à tarifa, observadas as Subcláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Md = margem de distribuição alocada à tarifa;

VP = *índice de variação de preços obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado."*

A cláusula 23 do Contrato de Concessão, que faz menção aos princípios diretores dos períodos tarifários a partir do segundo, detalha, mais cuidadosamente, os esboços para a estimativa da taxa de retorno. A seguir se transcrevem as partes fundamentais da mencionada cláusula.

"CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - TARIFAS APLICÁVEIS, A PARTIR DO SEGUNDO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS".

As tarifas-teto a serem aplicadas na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão reguladas através de uma metodologia de margem máxima de distribuição doravante denominada Margem Máxima (MM), que dará à CONCESSIONÁRIA *oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre o seu investimento.*

Primeira Subcláusula – A metodologia visa permitir à CONCESSIONÁRIA a obtenção de receitas suficientes 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.*

Terceira Subcláusula - A CSPE regulará as tarifas de distribuição de gás canalizado, conforme segue:

I. inicialmente, fixando, para todos os anos do ciclo, uma Margem Máxima (MM) inicial;

II. a cada ano a Margem Máxima (MM) será reajustada de acordo com as *variações do índice de inflação e de um fator de eficiência*;

III. ao final de cada ano, a Margem Obtida será calculada e comparada com a Margem Máxima (MM) aprovada pela CSPE; se a Margem Obtida for maior que a Margem Máxima (MM), a CSPE compensará a diferença, reduzindo a Margem Máxima (MM) a ser aplicada no ano seguinte;

IV. ao final de cada ciclo serão revistos os parâmetros utilizados, com base na previsão para o próximo ciclo, determinando-se, em conseqüência, nova Margem Máxima (MM) inicial;

V. os parâmetros utilizados no cálculo da Margem Máxima (MM) inicial para cada ciclo *não considerarão rentabilidades obtidas em ciclos anteriores*; e

.....

Quarta Subcláusula - A Margem Máxima (MM t) para o ano t do ciclo será expressa em Reais por m^3 e será calculada conforme segue:

MM t = P t + K t , sendo:

P t = P t - 1 [1 + (VP - X)]

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: fator de eficiência (percentual);

P t: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P_0), expresso em reais por m^3, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t;

P_0 : valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P_1 é igual ao de P_0; e

K t : Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m^3.

Quinta Subcláusula – A CSPE aprovará P_0 após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à CONCESSIONÁRIA, no ciclo, e levando em conta os seguintes fatores:

I. estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; e

II. *a oportunidade para a CONCESSIONÁRIA obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.*

***Décima Subcláusula** - Para permitir à CONCESSIONÁRIA a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE levará em conta:*

1. a razão dívida/capital próprio da CONCESSIONÁRIA; e
2. o custo de oportunidade do capital.

Décima Primeira Subcláusula - A CSPE considerará, entre outros, para determinar o custo de oportunidade do capital:

1. a rentabilidade de empresas similares no País e em outros países; e
2. as condições de rentabilidade para os investimentos no País.

***Décima Segunda Subcláusula** - A CSPE, na análise de rentabilidade, tomará como base modelos de análise de risco financeiro, geralmente, utilizados no mercado.*

***Décima Terceira Subcláusula** - A Margem Máxima (MM) será reajustada anualmente de acordo com as variações do índice de inflação (VP), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado.*

..... "

Os elementos mais importantes a serem considerados na estimativa da taxa de retorno que são extraídos do marco regulatório são resumidos a seguir.

i. Enuncia-se como princípio a oportunidade de obtenção de uma rentabilidade apropriada sobre o investimento (e/ou ativos), sujeita a:

- Considerar fatores econômicos e de eficiência;
- Basear-se em uma eficiente razão dívida/capital próprio;
- Que o retorno aprovado reflita o custo de oportunidade do capital. Este deveria basear-se:
  - Na rentabilidade de empresas similares no País e em outros países;
  - Nas condições de rentabilidade para os investimentos no País.
- Que para a estimativa da taxa de retorno se tome como base modelos de análise de risco financeiro geralmente utilizados no mercado.

ii. O custo de oportunidade não deve considerar o comportamento passado da rentabilidade obtida;

iii. As tarifas são aplicadas em moeda local;

iv. As tarifas (distribuição) ajustam-se por um índice de inflação local, especificamente um do tipo nível atacadista como o IGP-M.

Todos estes princípios devem ser considerados com o propósito de resultarem consistentes na estimativa da taxa de retorno. Está claro que a taxa a ser estimada deve ser expressa em termos reais e apropriada para ser aplicada em recursos denominados em moeda local. Por sua vez, devem ser computadas as duas fontes de financiamento usuais em sua relação ótima.

Bibliografia Básica

ALEXANDE, MAYER e WEEDS. *Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison*. 1996.

BREALEY, Richard A, e MYERS, Stewart C. *Fundamentos de Financiación Empresarial*. Cuarta Edición, Mac Graw Hill, España, 1993.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. *Valuation Measuring and Managing the value of Companies*. Second Edition, John Wiley and Sons, United States of America, 1995.

DAMODARAN, Aswath. *Damodaran on Valuation Security Analysis for Investment and Corporate Finance Tools*. John Wiley & Sons, United States of America, 1994.

DAMODARAN, Aswath. *Investment Valuation Tools and Techniques for Determining The Value Of Any Asset*. John Wiley & Sons, United States of America, 1996.

Drobetz, Wolfgang. *Conditional Asset Pricing in Emerging Stock Markets*. University of Basel and WHU Koblenz, 2002.

ERB, Claude; HARVEY, Campbell R.; VISKANTA, Tadas. Country Credit Risk and Global Portfolio Selection. *Journal of Portfolio Management*, Winter 1995.

Espinosa, Ramon. *A Practical Approach to Calculating Emerging Market Costs of Equity*. Bank of America.

Estrada, Javier. *Systematic Risk In Emerging Markets: THE D-CAPM*. IESE Business School, 2002.

FAMA, Eugene F., and FRENCH, Kenneth R. The Cross-Section of Expected Stock Returns, *Journal of Finance*, Vol 47, 1992a.

FERRO, Gustavo. *Riesgo político y riesgo regulatório: Problemas en la concesión de sectores de infraestructura*. Centro de estudios económicos de la Regulación (CEER), UADE – Argentina.

Garcia, Márcio G. P e Didier, Tatiana. *Taxa de Juros, Risco Cambial e Risco Brasil* (PUC-Rio), 2000 (Artigo preparado para o III Encontro de Economia da Região Sul).

Garcia, Rene e Ghysels, Eric. Structural change and asset pricing in emerging Markets. *Journal of International Money and Finance*, 1998.

Gray, Philip and Irwin, Timothy. *Allocating Exchange Rate Risk in Private Infrastructure Contracts.* World Bank, 2003.

Harvey, Campbell R. *Asset Pricing in Emerging Markets*. Duke University, Durham, NC and National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA.

IBBOTSON Associates. *Industry Analysis*. SIC 4924, June 2003.

IBBOTSON Associates. *SBBI Stocks, Bonds, Bills and Inflation*. Valuation Edition 2001 Yearbook. Ibbotson Associates, United States of America, 2000.

IBBOTSON, Roger G.; KAPLAN, Paul D.; PETERSON, James D. *Estimates of Small Stock Betas are Much Too Low. Adjusted estimates of beta are positively related to future common stock returns*. 1997.

IPART OF NEW SOUTH WALES. *Rolling Forward the Regulatory Asset Bases of the Electricity and Gas Industries*. November 1998.

IPART OF NEW SOUTH WALES. *The Rate of Return for Electricity Distribution Networks*. November 1998.

Lamech, Ranjit & Saeed, Kazim. *Private Power Investors in Developing Countries*. World Bank, 2002.

MIMI, James e KOLLER, Timothy. Valuation in Emerging markets. *The Mckinsey Quarterly* 4/2000.

Modigliani e Miller, The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *American Economic Review*, June 1958.

MORIN, Roger A. *Regulatory Finance Utilities' Cost of Capital*. First Printing, Public Utilities Report, United States of America, 1994.

NERG. *International Comparison of Rates of Return*. July 2001.

OFGAS. 1997 *Price Control Review British Gas Transportation and Storage. Final proposal*. 1996.

OFGEM. *Draft Proposals and Reviews of Public Electricity Suppliers 1998-2000 Distribution Price Control Reviews – Final Proposals*. June 2000.

OFGEM. *The Transmission Price Control Review of the National Grid Company from 2001*.

OFGEM. *Review of Transco's Price Control from 2002 - Final Proposals.* September 2001.

QUEENSLAND COMPETITION AUTHORITY. *Electricity Distribution: Asset Valuation, Depreciation and Rate of Return*. 1999.

Treasury of New Zealand. *Estimating the Cost of Capital for Crown Entities and State-Owned Enterprises*. 1997.

Wolff, Christian. Forward foreign exchange rates, expected spot rates and premia: A signal-extraction approach. *Journal of Finance*, 1987 y

Wolff, Christian. Measuring the Exchange Risk Premium: Multi-Country Evidence from Unobserved Components Models. *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*, 2000.

Apêndice I: Financiamento e custo do capital

Em um trabalho publicado em 1958, Modigliani e Miller[35] (a seguir referidos como "MM") desenvolveram uma teoria em relação à estrutura de capital e ao financiamento dos investimentos. A seguir encontra-se descrita essa proposta e os debates e análises decorrentes, a partir de sua versão original e modificações realizadas com o passar do tempo.

Com a finalidade de apresentar a discussão completa, encontra-se descrita a "versão pura" da tese introduzida por MM e versões mais modernas da mesma.

Versão sem impostos:

Assumindo que os mercados de capitais são perfeitos e que não existem impostos corporativos, MM argumentaram que:

O valor de mercado e, portanto, o custo médio de capital, de qualquer empresa é independente de sua estrutura de capital. Sob estas premissas, as condições de financiamento resultam então irrelevantes;

Dada uma empresa cuja estrutura de capital tem em parte um componente de dívida, o preço de mercado de uma ação é obtido pela capitalização de seu retorno esperado a uma taxa variável i:

$$i_j = \rho_k + (\rho_k - r) * \frac{D_j}{S_j}$$

Onde:

i_j: taxa variável esperada de retorno da companhia j;

ρ_k: taxa esperada de retorno para uma ação k;

r taxa de juros de mercado;

D_j/S_j: valor de mercado da dívida da companhia j / valor de mercado das ações da companhia j (índice de dívida).

A relação linear entre a "alavancagem" (*leverage*) e o custo do capital próprio expresso na equação anterior, implica que o custo de capital próprio permanece constante qualquer que seja a estrutura de capital. Isto decorre do seguinte fato: os incrementos nos ganhos requeridos resultantes de maior alavancagem são exatamente compensados pela substituição de um menor custo da dívida por um maior custo do capital próprio. Como pode ser visto na equação, o custo do *equity* varia de forma linear com o índice dívida/capital próprio.

A conclusão mais importante desse comportamento é que duas empresas com diferentes índices de dívida terão distintos custos de capital próprio.

[35] "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment" de Modigliani e Miller, publicada na revista *American Economic Review*, June 1958.

Versão com impostos corporativos:

Reconhecendo que a dedução dos juros ao computar o imposto sobre os lucros determina que o custo de capital se reduz continuamente à medida que se incrementa o índice de dívida, deduz-se que a estrutura ótima de capital consiste em 100% de dívida. Isto implica que, na hipótese de ausência de impostos corporativos, o WACC se mantém constante frente a mudanças na estrutura de capital. Considerados os impostos sobre lucros, o WACC declina quando a componente de dívida se incrementa em relação àquela de capital próprio. Isto é assim porque a proteção fiscal incrementa o *cash flow* disponível para todos os acionistas e os financiadores da empresa.

Com impostos, a equação anterior fica expressa da seguinte maneira:

$$i_j = \rho_k + (\rho_k - r) * (1 - T) * D_j / S_j$$

Onde T é a taxa de imposto aos lucros corporativos.

A relação implícita entre o custo do capital próprio e a "alavancagem" continua sendo linear, como na versão sem impostos. Entretanto, quando se consideram os impostos, a taxa de crescimento (a inclinação da curva correspondente à equação) diminui devido à vantagem decorrente do endividamento.

Os impostos corporativos fazem com que a dívida diminua os custos de capital. Entretanto, existem outros fatores que compensam estes benefícios.

Versão com impostos aos lucros pessoais:

Devido à conclusão sugerida por MM, de que uma estrutura composta totalmente por dívida seria pouco realista, Miller (1977) apresentou uma teoria alternativa.

Na realidade, a vantagem de diminuir custos, provocada pelos benefícios tributários sobre a "alavancagem", deveria ser compensada por algum elemento que fosse relacionado diretamente com a "alavancagem". Uma destas desvantagens é que os impostos incidentes sobre os lucros pessoais afetam os retornos requeridos pelo investidor.

Miller concluiu que a vantagem da proteção fiscal quando se contraem dívidas é eliminada ao se considerar tanto os impostos corporativos como os pessoais. Embora os lucros de capital não paguem impostos ao nível da empresa, os pagam no âmbito pessoal. Então, quando a dívida substitui o capital próprio, a companhia paga menos impostos, mas os investidores mais, enquanto que quando a empresa se financia com *equity* ocorre o contrário. Diminui-se assim a vantagem decorrente do endividamento que surge da versão anteriormente discutida.

Outros efeitos da "alavancagem":

Outra desvantagem da "alavancagem", que rebate a vantagem decorrente de endividar-se, é o custo denominado "*Financial Distress*" que compreende os custos diretos (honorários legais, custos judiciais etc.) e os custos indiretos de falência (que se constituem nos mais significativos, podendo incluir custos de contratar, fiscalizar e executar contratos de dívida para evitar os conflitos de interesses entre detentores de bônus e de ações de uma empresa com um alto índice de dívida). À medida que a empresa incrementa seu índice de dívida, aumenta o valor de sua proteção fiscal, mas também são incrementados estes custos.

Também podem ser mencionados os custos de transação, que são os custos de supervisão provocados pela dívida. Os detentores de bônus, por exemplo, devem controlar os detentores de ações para que estes não busquem projetos muito arriscados. Em essência, são os custos de fiscalizar para que os contratos sejam respeitados.

A existência dos custos de transação incrementa o custo da dívida e reduz então a atração da opção de financiar-se com dívida.

Nestas condições, a empresa deve selecionar uma combinação ótima de capital próprio e dívida, que minimize os custos de transação. O problema aqui reside em que estes custos são subjetivos e difíceis de quantificar.

ANEXO IV – CRITÉRIOS GERAIS PARA A DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E DOS NÍVEIS RELATIVOS ENTRE TARIFAS

Introdução

A concessionária de distribuição de gás canalizado deve apresentar à CSPE sua proposta de estrutura tarifária associada ao valor inicial P_0 da Margem Máxima de distribuição aprovado pela Comissão na revisão tarifária. Segundo o estabelecido no Contrato de Concessão, a revisão tarifária compreende o nível e a estrutura, bem como alterações de segmentos e classes das tarifas vigentes. A tabela de tarifas tetos será aprovada e fixada pela CSPE.

A CSPE avaliará a proposta da estrutura tarifária apresentada pela Concessionária, e, eventualmente, introduzirá modificações e ajustes nessa proposta, de modo que a estrutura finalmente aprovada pela Comissão reflita os critérios estabelecidos no Contrato de Concessão.

A seguir são descritos os critérios a serem aplicados pela CSPE no processo de avaliação da proposta de estrutura tarifária apresentada pela Concessionária. Esses critérios estão baseados em três princípios essenciais:

- que a alocação tarifária resulte neutra, ou seja, que a aplicação das tarifas propostas pela Concessionária ao mercado previsto assegure a recuperação da receita associada à MM aprovada para o período tarifário;
- que não exista discriminação entre os usuários de um mesmo segmento nos termos do Contrato de Concessão;
- que sejam evitados os subsídios cruzados entre os segmentos de usuários.

Critérios para a definição da estrutura tarifária

A aplicação do critério de "não discriminação entre usuários de um mesmo segmento" abre a possibilidade de a Concessionária apresentar proposta definindo classes de serviço com base nos conceitos expostos a seguir:

- Diferentes classes e modalidades de serviços;
- Localização dos usuários;
- Diferentes condições de prestação do serviço.

A aplicação do conceito de "diferentes classes e modalidades de serviços" implica que os segmentos de usuários e classes propostos sejam definidos com base no critério de responsabilidade nos custos que esses segmentos e classes originam ao prestador do serviço de distribuição de gás canalizado. Portanto, somente podem ser diferenciados segmentos e classes de usuários para os quais a prestação do serviço implique custos diferentes segundo os fatores de localização, capacidade demandada, volume consumido, entre outros.

A proposta de segmentos e classes de usuários deve estar baseada então nos resultados das avaliações da caracterização do serviço. Os parâmetros resultantes dessa análise que permitam identificar as referidas características não serão ajustados durante o ciclo tarifário subseqüente.

Cada segmento e/ou classe de usuários deve ter associada uma curva de consumo agregada do grupo diferente das outras classes da estrutura. Essas diferenças deverão ser verificadas em alguns dos seguintes parâmetros:

- Ocorrência do valor máximo de consumo;
- Fator de carga ou consumo;
- Comportamento sazonal da carga ou consumo;

- Localização na rede.

O conceito de "diferentes condições de prestação do serviço" significa que os segmentos e classes de serviço podem ser diferenciados segundo a sua modalidade de contratação de capacidade e outros serviços.

Os segmentos de usuários da estrutura tarifária vigente, definidos no Art. No. 17 da Portaria CSPE 160/01, serão considerados como os segmentos básicos. Toda modificação proposta pela Concessionária deverá ser detalhadamente justificada nos termos acima expostos.

De forma similar aos segmentos de pequena cogeração, cogeração e termoelétricas, a estrutura proposta poderá incluir classes tarifárias que considerem o desenvolvimento competitivo de atividades produtivas as quais utilizem o gás canalizado como matéria prima. Também poderão ser avaliadas estruturas tarifárias com consumos mínimos fixos e incluídos todos os encargos.

Adicionalmente, no Contrato de Concessão é estabelecido outro critério a ser considerado na definição de classes de usuários. Com efeito, esse documento faculta à CSPE criar modalidades tarifárias em segmentos e classes de fornecimento que venham a incentivar a otimização e melhoria do fator de carga do sistema de distribuição da Concessionária.

Entretanto, a aplicação desse princípio na avaliação da estrutura tarifária proposta deve ser realizada de forma compatível com o conceito de que a tarifa de todo segmento ou classe de usuários seja suficiente para cobrir o respectivo custo da prestação do serviço. Isso significa que a tarifa associada a todo segmento ou classe deve permitir o retorno sobre o capital já investido e a ser investido no ciclo, a depreciação e os custos e despesas operacionais totais alocados a esse segmento ou classe.

Na avaliação da proposta da Concessionária, a CSPE irá considerar também os aspectos indicados a seguir:

- Princípio de simplicidade: não serão aceitas propostas de estrutura tarifária com segmentos e classes que sejam de difícil entendimento para os usuários e, portanto, afetem a transparência do regime tarifário a ser aplicado;
- Princípio de estabilidade tarifária: será priorizada a previsibilidade e a estabilidade nos preços aos usuários finais de gás canalizado. Toda proposta que implique uma mudança muito significativa dos níveis relativos das tarifas de algum segmento de usuários deverá ser acompanhada de um plano de implementação gradual.

A Concessionária deverá apresentar sua proposta de estrutura tarifária identificando de forma separada, para cada segmento ou classe, as três componentes da tarifa final:

- Preço do gás (Pg);
- Preço do Transporte do gás (Pt);
- Margem de distribuição (Md).

As Margens de Distribuição (Md), a partir do segundo ciclo, serão alocadas à tarifa da seguinte forma:

- Encargo do usuário por fatura emitida;
- Encargo por capacidade; e
- Encargo volumétrico por metro cúbico de gás canalizado distribuído.

Para a aplicação desses encargos, os usuários serão classificados em dois grupos:

- "Grupo A": usuários sem capacidade contratada;
- "Grupo B": usuários com capacidade contratada.

Todos os usuários devem pagar o encargo por fatura emitida.

Visando o cumprimento do princípio de simplicidade, para os usuários do Grupo A a recuperação do encargo por capacidade poderá ser distribuída entre o encargo do usuário e o encargo volumétrico. A Concessionária deverá propor a forma de realizar essa distribuição entre os diferentes segmentos e classes. A CSPE avaliará a razoabilidade dessa proposta e definirá eventuais ajustes e modificações.

Para os usuários do Grupo B será aplicado o encargo por capacidade de distribuição, determinado com base na capacidade contratada, e o encargo volumétrico para o resto dos custos de distribuição (variáveis).

A Concessionária proporá um valor mínimo para caracterizar os usuários com capacidade contratada, devidamente justificado com base em estudos técnicos, comparação com experiência aplicável e outros elementos objetivos.

Para o cômputo das tarifas finais, os custos de aquisição de gás e de transporte de gás incorridos pela Concessionária devem ser recuperados através dos encargos volumétricos. A distribuidora deverá apresentar a alocação desses custos entre os segmentos e classes de usuários, considerando o estabelecido no Contrato de Concessão e demais regulamentos da CSPE.

Critérios para a alocação da Margem Máxima (MM) aprovada pela CSPE às distintas classes tarifárias

O princípio essencial para a definição dos critérios e procedimentos de alocação é evitar os subsídios cruzados entre segmentos e classes de usuários. Isso implica que os custos alocados a uma classe devem refletir os custos reais do serviço que essa classe origina ao prestador. Dessa forma é assegurado que seja transmitido um sinal de preços apropriado aos consumidores.

Os custos da gestão comercial regular (medição, faturamento etc.) e os custos do equipamento de medição devem ser alocados ao encargo do usuário.

Os outros itens de custos devem ser alocados ao encargo de capacidade.

No Plano de Negócios a ser apresentado pela Concessionária os custos deverão ser desagregados de forma de permitir identificar:

a) Os custos compartilhados, ou seja, aqueles que são gerados de forma simultânea por mais de um segmento ou classe;

b) Os custos específicos, que podem ser alocados diretamente a um segmento e classe de usuários, tais como ramais, investimentos vinculados ao desenvolvimento de um segmento específico, medidores etc.

Os custos compartilhados devem ser alocados entre os distintos segmentos e classes segundo um critério de alocação (máximos coincidentes, máximos não coincidentes etc.). Esse critério deve estar baseado nos resultados do processamento das informações de caracterização do consumo.

Como já expresso, a desagregação das informações de custos deve permitir alocar adequadamente os custos específicos de cada segmento e classe, assegurando, ao mesmo tempo, a neutralidade das tarifas ao nível de cada segmento.

Com essa finalidade, a Concessionária deverá realizar uma previsão de vendas em nível de cada encargo tarifário (usuário, capacidade contratada, volume consumido), nos diferentes segmentos e classes que tenha proposto. Essas previsões devem ser consistentes com as consideradas para a definição do valor aprovado da MM.

A partir dessas previsões, deve ser calculado o valor presente líquido (VPL) no segundo ciclo tarifário dos fluxos de caixa resultantes da aplicação dos encargos estimados em cada segmento, considerando o mercado de vendas previsto para esse segmento e seus custos associados. Os encargos apropriados são aqueles para os quais esse VPL é igual a zero quando a taxa de desconto aplicada é a taxa de retorno definida pela CSPE para o segundo ciclo tarifário.

A CSPE poderá modificar ou rejeitar os critérios de alocação propostos pela Concessionária, se não estiverem fundamentados em estudos técnicos apropriados.

Compatibilidade da alocação tarifária com a Margem Máxima (MM) aprovada

É necessário também verificar a igualdade entre a receita prevista pela aplicação dos encargos tarifários da estrutura tarifária proposta e a receita resultante da aplicação da MM aprovada pela CSPE ao mercado de consumo previsto. Deve ser igual a zero o valor presente líquido no ciclo tarifário da diferença entre a receita anual resultante da aplicação dos encargos tarifários propostos ao mercado previsto, e a receita calculada mediante a aplicação da MM aprovada pela CSPE à previsão do volume de vendas no ciclo, quando a taxa de desconto é igual à taxa de retorno definida pela CSPE para o segundo ciclo tarifário.

Avaliação do impacto sobre os Usuários da estrutura tarifária proposta

A Concessionária deverá apresentar um estudo de avaliação do impacto da estrutura tarifária proposta sobre os usuários finais de todos os segmentos.

Esse estudo deve permitir quantificar a variação da tarifa de cada usuário existente. Com essa finalidade, a Concessionária deverá acompanhar sua proposta de estrutura com histogramas de impacto onde possam ser observados a quantidade de usuários e volumes envolvidos por cada variação (incremento ou redução).

Esses histogramas devem ser realizados para os usuários e os volumes de cada segmento existente e para o total de usuários e volume de vendas da Concessionária. Os intervalos dos histogramas deverão ser suficientemente pequenos para permitir a realização de análise detalhada.

Adicionalmente, a Concessionária deverá fornecer a informação dos usuários com maior variação de tarifas, ou seja, os usuários dos extremos da distribuição de freqüências associadas aos histogramas.

Informações a serem fornecidas pela concessionária

A Concessionária deverá fornecer todas as informações que permitam realizar a avaliação da estrutura tarifária proposta.

Essas informações devem incluir, pelo menos, os elementos descritos a seguir:

- Modelo de cálculo dos encargos tarifários de cada segmento e classe. Este modelo será fornecido em meio magnético e numa condição operativa que permita à CSPE realizar análise de sensibilidade. Por outra parte, o modelo deve calcular a receita mediante os encargos estimados e avaliar a neutralidade da alocação tarifária global e ao nível de cada segmento. O modelo deve ser fornecido com um manual de instruções e com o detalhamento das etapas do processo de cálculo necessário para avaliar e reproduzir as estimativas;
- Critérios utilizados para a definição dos segmentos e classes da estrutura tarifária proposta. Descrição e memória de cálculo de todas as quantificações realizadas para definir a estrutura tarifária;
- Critérios utilizados para a alocação dos custos específicos e compartilhados. Descrição e memória de cálculo de todas as quantificações realizadas no processo de alocação de custos;
- Critérios e memória de cálculo das previsões de vendas;
- Custos de aquisição de gás e de transporte de gás considerados nas tarifas propostas;
- Modelo de avaliação do impacto sobre os usuários finais da proposta tarifária que inclua os elementos descritos no parágrafo anterior. O modelo deve ser fornecido com um manual de instruções e com o detalhamento das etapas do processo de cálculo necessário para avaliar os resultados;

- Resultados do estudo de caracterização de consumo. Metodologia de amostragem utilizada, estratificação, seleção de amostras, características do processo de registro etc. Metodologia detalhada de processamento das curvas registradas, tratamento de dia útil/não-útil, tratamento da sazonalidade do consumo dos usuários residenciais e comerciais etc.;
- Outras informações que sejam relevantes para o entendimento dos resultados do processo de caracterização do consumo;
- Base de dados contendo as medições do levantamento para caracterização do consumo. Processamento dos resultados das medições, em meio eletrônico.

ANEXO V - TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

Critérios para o tratamento das atividades não correlatas (ANC)

A importância crescente das ANC determina a necessidade de se definir e implementar critérios e procedimentos para considerar a incidência da eventual realização das mesmas na regulação do serviço básico de distribuição de gás canalizado.

É conveniente que o marco regulatório do serviço de distribuição de gás canalizado incentive o desenvolvimento dessas atividades, na medida em que isto represente um incremento na eficiência da alocação de recursos, cujos efeitos positivos sejam transferidos aos usuários. Ao mesmo tempo, deve-se assegurar que sejam cumpridos os seguintes elementos:

- Sob nenhuma circunstância deve acontecer que a qualidade do serviço básico seja afetada negativamente, como conseqüência da realização de alguma ANC. Isto requer identificar e avaliar os riscos técnicos, econômicos e financeiros que a execução das ANC possa ter sobre o serviço básico, assim como adotar as providências necessárias para eliminar esta possibilidade;
- O enfoque regulatório deve promover o aproveitamento máximo dos efeitos positivos (economias de escopo) que o desenvolvimento de uma ou mais ANC podem ocasionar na gestão da empresa prestadora do serviço básico, assim como, que estes efeitos resultem em uma maior eficiência nessa gestão, que beneficie os usuários;
- Não devem existir subsídios cruzados entre o serviço básico e as ANC; por isso o prestador do serviço deverá realizar de forma separada a alocação de ganhos, custos e resultados econômicos de cada atividade que desenvolva.

O enfoque conceitual da ação regulatória a ser aplicado às ANC deve ser consistente com o considerado para o serviço básico de distribuição de gás canalizado, de forma que os instrumentos disponíveis para este fim sejam similares àqueles utilizados na regulação desse serviço. Os problemas da assimetria de informação entre a empresa regulada e as outras empresas provedoras das ANC, devem ser considerados na regulação das ANC.

Tipo e Nível da Ação Regulatória

A seguir são descritas as características mais importantes das ANC:

- São realizadas por uma empresa que presta um serviço básico de infra-estrutura por redes (monopólio natural) que está sujeito a controle regulatório;
- São adicionais às atividades necessárias à prestação desse serviço básico;
- Não estão incluídas nas atividades contempladas na tarifa regulada do serviço básico.

No caso particular da distribuição e comercialização de gás canalizado, podem ser identificados distintos tipos de ANC:

- Atividades **complementares livres**. Estão destinadas aos usuários diretamente vinculados ao serviço regulado e para sua realização se utilizam principalmente os ativos com que conta a empresa. Incluem-se nesta categoria tarefas como medições ou faturamentos especiais, conexões adicionais de reserva para incrementar a qualidade do serviço, reparos de emergência nas instalações interiores dos usuários etc. Em geral, estas atividades são realizadas por solicitação dos usuários e sua execução não requer investimentos específicos significativos;
- Atividades **adicionais livres.** São atividades cuja execução envolve o uso de instalações da empresa regulada, incrementando seus negócios correntes, mas

sem chegar a se constituir num ramo de negócios separado. São casos representativos os serviços a terceiros como o uso compartilhado de elementos de infra-estrutura do serviço (por exemplo, redes de comunicações), o processamento de dados da gestão comercial e a impressão de documentos comerciais de outras empresas, a cobrança de serviços prestados por outras companhias, a cobrança de impostos ou contribuições sob convênios especiais, a construção, manutenção e reparo de instalações de uso exclusivo dos usuários. Esses serviços estão destinados fundamentalmente a terceiros e sua prestação pode implicar a realização de investimentos específicos de certa significância em relação aos requeridos para atender o serviço básico de distribuição de gás canalizado;

- Atividades **conjuntas.** São atividades empreendidas por decisão própria da empresa e que podem não estar sujeitas à regulação ou estar reguladas por uma autoridade distinta daquela que regula o serviço básico da companhia. Referem-se a serviços destinados a terceiros, que são prestados em concorrência ou sob o controle regulatório de outras agências ou jurisdições, que requerem a utilização de ativos adicionais específicos e que, em geral, compartilham alguns serviços de apoio com o serviço básico de distribuição de gás canalizado.

A proposta de ação regulatória a ser aplicada a cada ANC que é descrita a seguir leva em consideração as características específicas das categorias descritas na classificação apresentada. Essa ação segue em todos os casos um mesmo princípio geral: trata-se de um enfoque apoiado em incentivos para uma gestão eficiente (*Performance Based Regulation* – PBR). A ação regulatória deve ter o objetivo de identificar e estabelecer indicadores para aquelas dimensões do serviço que afetam diretamente os usuários e controlar sua efetiva realização. Considerando as características específicas dos diferentes tipos de ANC que pode desenvolver uma empresa distribuidora de gás canalizado, pode-se estabelecer os elementos para seu tratamento regulatório descritos a seguir:

No caso das denominadas atividades complementares, mediante as quais se prestam serviços ou se provêem bens aos usuários do serviço de gás canalizado, é necessário que a CSPE tenha conhecimento preciso de qual é o serviço ou produto, sua qualidade, segurança, preço e demais condições de fornecimento aos usuários. Adicionalmente, a Comissão realizará um acompanhamento das condições de prestação desses serviços.

A ação regulatória reconhece que para os usuários envolvidos, essas atividades têm uma direta vinculação com o fornecimento de gás canalizado. Compete portanto à CSPE exercer a fiscalização dessas atividades, estando informada de forma apropriada das condições de execução das mesmas. Isto poderá determinar em alguns casos a necessidade de fixar tarifas e ditar regulamentos específicos para a execução.

Nos casos das atividades destinadas a terceiros (adicionais livres e conjuntas), a ação da CSPE é orientada de forma a assegurar que a qualidade da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado não será afetada negativamente, assim como a transferência aos usuários desse serviço de parte dos benefícios econômicos que se obtêm pelo desenvolvimento dessas tarefas.

As diversas atividades adicionais livres e conjuntas apresentam diferenças na intensidade de uso de recursos específicos do serviço básico.

Assim, na execução das atividades adicionais livres, é freqüente a utilização compartilhada de ativos do serviço regulado (situação típica de economias de escopo para empresas multi-produto), assim como o compartilhamento de custos.

Nas denominadas atividades“conjuntas, é notório o uso de ativos adicionais específicos e o que se compartilha com a atividade básica são serviços de apoio e capacidade comercial (multi-utility).

Por esses motivos, a ação regulatória, sem prejuízo de outros objetivos, deve contemplar a definição e efetiva implementação de procedimentos que assegurem os registros administrativo e contábil separados dos resultados de cada atividade, assim como uma alocação de custos e benefícios apropriada.

Fundamentos de um Tratamento Regulatório Alternativo à CR

A CSPE definirá inicialmente o enfoque a ser adotado com relação aos requisitos de informação, nos quais se fundamentará a ação regulatória.

Essa definição é baseada num esquema de avaliação *ex-ante.* São determinados ganhos presumidos da Concessionária de distribuição de gás canalizado pela realização das ANC, assim como critérios de distribuição desses ganhos entre essa empresa e os usuários do serviço básico.

A diferença fundamental em relação ao enfoque regulatório aplicado ao serviço de distribuição de gás canalizado reside em que a análise das ANC é limitada à avaliação da incidência destas nos parâmetros regulados do serviço básico. Com essa finalidade serão definidos em cada caso parâmetros típicos representativos do uso dos ativos ou serviços de apoio desse serviço básico, que permitam quantificar os efeitos dessa utilização sobre os ganhos e seus custos associados.

A avaliação *ex-ante* de cada ANC a ser desenvolvida, será complementada com revisões periódicas que permitam corrigir eventuais diferenças na definição dos parâmetros típicos.

Descrição da Metodologia

Definição da informação relevante

Um primeiro elemento do processo de análise *ex-ante* das ANC é a definição da informação necessária para realizar essa avaliação. A CSPE deverá dispor dos documentos relativos às ANC nos formatos habitualmente utilizados para a formulação de projetos de investimentos ou de Planos de Negócios. Trata-se de informação que em geral está disponível sem maiores dificuldades, e que pode ser verificada através de outras fontes de informação similares.

Para cada uma das ANC que a Concessionária de distribuição de gás canalizado pretenda cumprir, deverá apresentar à CSPE a proposta correspondente. Esta deverá ter formato e informação de um projeto de investimento ou Plano de Negócios, com os elementos técnicos e econômicos indispensáveis para poder avaliar a sua natureza, objetivos, plano econômico–financeiro, metas e resultados esperados.

Em particular, a informação fornecida deverá permitir à CSPE identificar claramente o escopo da ANC e avaliar eventuais impactos do desenvolvimento desta no serviço básico. Com essa finalidade, em sua apresentação a Concessionária deverá descrever de forma detalhada: a) os recursos (pessoal, instalações e outros elementos) relacionados com o serviço básico envolvido na prestação da ANC; b) os procedimentos previstos para assegurar que a qualidade do serviço básico não será afetada negativamente pela nova atividade.

Análise e avaliação da informação apresentada

A partir das informações contidas na apresentação, a CSPE procederá à identificação e valoração dos eventuais riscos de natureza técnica que a ANC pode introduzir sobre o serviço básico, ou seja, a análise de se a segurança e a qualidade (confiabilidade) do serviço de distribuição de gás canalizado podem ser afetadas.

A análise a realizar pela CSPE deve permitir:

- Avaliar a incidência da realização da ANC na utilização da estrutura organizacional e de recursos humanos da empresa, atribuídos total ou parcialmente ao serviço básico;

- Identificar e valorar os eventuais riscos de natureza econômica e financeira que a ANC pode introduzir sobre o serviço básico. Neste sentido, será analisado se a execução da ANC pode chegar a afetar o patrimônio inerente ao serviço básico.

A Concessionária deverá assegurar que, em caso de prejuízos ou inadimplência ou falência produzida pela ANC, o capital social e as reservas comprometidas com o serviço básico não serão afetados.

Caracterização da ANC

Com a finalidade de definir a ação regulatória requerida, a CSPE procederá à caracterização da ANC. Para isso, poderá considerar as categorias propostas neste Relatório.

Definição de critérios e parâmetros para o tratamento regulatório do efeito da ANC no serviço de distribuição de gás canalizado

A CSPE determinará os parâmetros técnicos e econômicos representativos do uso de ativos ou serviços de apoio da concessão, os valores numéricos a serem assumidos para esses parâmetros, e os critérios a serem aplicados, visando alocar resultados econômicos (positivos) entre a ANC e o serviço básico. Como já exposto, trata-se de uma determinação *ex-ante*, que se traduz na definição de uma Receita Presumida (RP) pela realização da ANC. Para este fim, se consideram valores de mercado aplicáveis às alternativas dos eventuais empreendedores dessa ANC.

Embora o princípio de determinação *ex-ante* de uma receita presumida calculada a valores de mercado seja de alcance geral, sua modalidade de aplicação efetiva depende das características específicas de cada ANC.

Existem alguns aspectos básicos comuns a todos os casos. Assim, o uso de instalações e/ou processos que têm por finalidade básica a prestação de um serviço de infra-estrutura se origina, em geral, a partir da iniciativa de uma outra empresa, que opera em um ramo diferente daquele da Concessionária do serviço de distribuição de gás canalizado, no sentido de compartilhar os meios físicos e operativos para ingressar em um mercado ou expandir sua presença no mesmo. São casos típicos destas situações os serviços de comunicações de voz e dados, nos quais as empresas entrantes devem construir as redes físicas necessárias e montar os processos requeridos para administrar a relação comercial com seus usuários (ciclo de emissão, distribuição e cobrança de faturas).

Para essas empresas entrantes, a utilização de elementos de infra-estrutura correspondentes a outros serviços, tais como redes de comunicações das Concessionárias de distribuição de gás canalizado, assim como a terceirização (*outsourcing*) parcial ou total das atividades do ciclo comercial, constituem-se em alternativas à prestação de seus serviços através dos meios físicos e operações próprios.

Para essas companhias entrantes existe então um custo de oportunidade para cada caso, que resulta do cálculo dos custos de capital e exploração associados à prestação dos serviços com recursos próprios. É possível determinar esses custos com um nível razoável de precisão, tanto maior quanto mais competitivo seja o mercado de fornecimento dessas prestações (obra de implantação, processos comerciais etc.). Pode-se afirmar então que existem “valores de mercado” dessas prestações de serviço, a partir dos quais pode se determinar o tratamento regulatório do efeito da ANC no serviço básico. Esta determinação é específica para cada tipo de ANC, como se descreve nos itens subseqüentes.

Análise de Casos Específicos

A seguir descrevem-se alguns casos de ANCs comumente encontrados no desenvolvimento das atividades de distribuição.

Uso compartilhado de elementos de infra-estrutura física do serviço básico

Um caso representativo é a utilização por uma segunda empresa de capacidade disponível de uma rede de comunicações de propriedade da Concessionária de distribuição de gás canalizado. Trata-se de uma situação em que a sinergia que se obtém por esse uso compartilhado da infra-estrutura é evidente, incluindo os aspectos estritamente econômicos de utilização plena da capacidade de um ativo assim como de custos evitados de duplicação de redes (se a segunda empresa tivesse a intenção de construir a sua própria rede de comunicações). Na quantificação desses custos evitados, devem ser consideradas ainda, se corresponder, as dificuldades cada vez maiores para construir novos elementos de infra-estrutura física em áreas de alta densidade urbana, dado que o impacto destas sobre o ambiente é percebido negativamente pelos habitantes das áreas afetadas. Isto se traduz em requisições adicionais e reticência crescente das autoridades municipais que devem autorizar a execução dessas obras. Ambos os elementos incidem nos custos diretos desses projetos e, em alguns casos extremos, podem chegar a torná-los inviáveis. O uso compartilhado de elementos existentes constitui então uma opção racional, que deve ser incentivada pelo marco regulatório dos serviços envolvidos.

Considerando a classificação adotada neste documento, a caracterização desta ANC corresponderá à categoria de adicionais livres, dado que sua prestação representa um serviço a terceiros utilizando ativos existentes.

Tratando-se do uso de um sistema de comunicações por parte de uma segunda empresa, o parâmetro a ser considerado para a determinação da receita presumida será o preço de mercado. Se esse serviço equivalente não existe (por motivos de cobertura geográfica ou outros), o parâmetro a ser considerado será o custo da construção de um sistema de comunicações com prestações iguais às contratadas pela segunda empresa à Concessionária de distribuição de gás canalizado.

O preço de mercado (PM) assim determinado será considerado como referência pela CSPE para efeito de quantificar o benefício econômico do uso compartilhado do sistema de comunicações da concessão nas tarifas reguladas desse serviço.

Com essa finalidade, se assumirá que as transações comerciais entre as companhias envolvidas serão realizadas em valores que reflitam uma distribuição, entre estas, do benefício originado por evitar à segunda empresa incorrer em seu custo de oportunidade (representado pelo preço de mercado da prestação em pauta). Isto pode ser expresso considerando como Receita Presumida (RP) da Concessionária, uma certa percentagem desse valor de mercado.

Com o intuito de fixar a RP, a CSPE utilizará o valor de referência (custo de oportunidade) medido pelo preço de mercado, pelo critério:

$$RP < PM$$

O valor da RP a ser fixado pela CSPE pode ser considerado como a resultante de uma solução de compromisso de uma negociação, em que a Concessionária de distribuição de gás canalizado procurará aproximar-se dos 100% do PM e a segunda empresa procurará diminuir o máximo possível este valor.

Uma vez definida essa RP, a CSPE estabelecerá um critério para distribuí-la entre a Concessionária do serviço de distribuição de gás canalizado e seus usuários, os quais, se as ANC não fossem desenvolvidas, estariam pagando através das tarifas reguladas o total dos custos associados à utilização dos ativos necessários para o serviço. Esse critério deve representar um benefício para esses usuários (ou seja, traduzir-se em uma redução dos custos transladados às tarifas reguladas) e, ao mesmo tempo, incentivar a Concessionária para que promova a efetiva implementação desses acordos de uso compartilhado.

Analogamente ao que ocorre na determinação da RP, a distribuição regulatória desta receita entre a Concessionária e seus usuários será concretizada através da definição de uma percentagem a ser aplicada à RP, ou seja, sobre o preço de mercado das prestações associadas à ANC. Essa percentagem pode ser constante em cada período tarifário ou, alternativamente, evoluir segundo uma trajetória que considere um reconhecimento regulatório da tendência previsível dessa RP na gestão da Concessionária. O resultado do processo é o reconhecimento *a priori* de ganhos adicionais para a Concessionária de distribuição de gás canalizado. Em qualquer caso, será considerada a receita líquida, deduzindo da RP eventuais incrementos nos custos de operação.

Sintetizando o exposto, a CSPE definirá *ex-ante* (*a priori*) uma Receita Presumida (RP) da Concessionária de distribuição de gás canalizado como uma percentagem do preço de mercado das prestações obtidas pela segunda empresa pela utilização do sistema de comunicações. O valor da RP será distribuído entre o prestador do serviço e os usuários segundo um critério definido pela CSPE também *ex-ante*. Esse é o valor que, do ponto de vista regulatório, considera-se como redução de custos de prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, ou seja, contribuição da ANC à modicidade tarifária.

Objetivando a implementação efetiva do enfoque proposto, a Concessionária deverá apresentar à CSPE a informação específica do projeto relativo à ANC (identificação precisa dos elementos de infra-estrutura e serviços envolvidos). Essa informação será apresentada em um nível de detalhe tal que permita à CSPE cumprir as ações de fiscalização das instalações físicas que considere necessárias ou convenientes.

Entende-se que a metodologia apresentada resulta aplicável para todos os casos de ANC que envolvem a utilização de elementos de infra-estrutura (ativos) do serviço básico de distribuição de gás canalizado.

Cabe enfatizar que se trata de um enfoque regulatório de aplicação transparente. Uma vez determinados os valores de mercado associados ao caso sob análise, e permite à Concessionária de distribuição de gás canalizado conhecer de antemão os ganhos derivados da realização da ANC que está autorizada a reter.

Adicionalmente, considera-se que é um procedimento compatível com os fundamentos da regulação por incentivos, já que:

- Incentiva a empresa prestadora do serviço de distribuição de gás canalizado a realizar novas ANC que se traduzam em benefícios para si própria e para seus usuários;
- Obtém-se uma maior eficiência no uso dos ativos físicos, humanos e organizacionais da empresa, ao compartilharem-se os custos entre distintas atividades.
- As regras regulatórias a serem aplicadas em cada ciclo serão revisadas e analisadas ao final do mesmo. Nessa instância poderão ser ajustados os "Preços de Mercado" assumidos para o ciclo terminado.

A periodicidade destas revisões coincidirá com a das Revisões Tarifárias do serviço básico somente nos casos em que isto resulte adequado às características da ANC. Poderá ser menor, seja por informação menos confiável ou níveis de incerteza altos, segundo a natureza do negócio adicional. Esta última situação pode apresentar-se em novos negócios, nos quais o projeto ou plano, por sua própria natureza, apresente graus de incerteza elevados e, portanto, resulte benéfico que a CSPE autorize a atividade e fixe parâmetros de apropriação prudentes, passíveis de serem reajustados em períodos compatíveis com a maturação do projeto.

Serviços a Terceiros (Consultoria e Outros)

Um caso que merece uma análise específica é a prestação pela Concessionária de distribuição de gás canalizado de serviços de consultoria. Esses serviços apresentam características próprias que os diferenciam de outras ANC e justificam uma análise

específica. São atividades do tipo adicionais livres, já que se trata de serviços a terceiros que utilizam prioritariamente recursos existentes na empresa.

Esses serviços podem ser prestados diretamente pela mesma empresa ou associada com terceiros ou mediante sociedades vinculadas (controladas, controladoras, ou, em geral, "afiliadas"). Os serviços que podem ser incluídos sob a denominação genérica de consultoria se referem ao assessoramento, assistência técnica, capacitação, gerenciamento, estudos e análise. Também podem compreender a transferência, a título oneroso ou gratuito, de conhecimentos adquiridos no desenvolvimento das atividades do negócio (usualmente denominado *know how*).

O tratamento regulatório deste assunto fundamenta-se na seguinte premissa: as tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado contemplam os custos e encargos trabalhistas associados a uma estrutura organizacional projetada e dimensionada de modo a otimizar exclusivamente a prestação desse serviço. Parece razoável então que, se a empresa prestadora consegue desenvolver uma gestão mais eficiente que a referência definida pela regulação, e isso lhe permite designar de maneira parcial recursos humanos para serviços de consultoria, ela possa reter os ganhos derivados destas atividades, durante o ciclo tarifário em que se originam, de modo a incentivar a sua própria eficiência.

Um argumento que respalda este enfoque é a alta variabilidade que habitualmente têm as atividades de consultoria. Este critério permite preservar o fornecimento eficiente do serviço regulado e transferir à Concessionária os riscos e benefícios econômicos da atividade adicional. Ao proceder-se à Revisão Tarifária, serão contemplados ajustes na estrutura e custos de recursos humanos associados ao serviço de distribuição de gás canalizado, a partir dos quais se determinam as tarifas, incorporando-se a maior eficiência obtida.

Se o serviço de consultoria prestado a terceiros está vinculado com a atividade principal de distribuição de gás canalizado, é razoável assumir que esse serviço implica transferência de *know how* desenvolvido no exercício do serviço básico regulado. Este aspecto em geral não é refletido de forma apropriada no ativo das companhias. A CSPE poderá então determinar que uma parte dos ganhos obtidos pelos serviços de consultoria sejam atribuídos como recuperação de custos anteriormente incorridos na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado.

Serviços a Usuários

Um caso típico de atividades adicionais destinadas aos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado é o atendimento de reclamações ou emergências por defeitos nas instalações de gás internas dos usuários.

Esta atividade se enquadra dentro das caracterizadas como complementares livres, dado que estão essencialmente voltadas para os usuários e utilizam a infra-estrutura básica da empresa destinada ao serviço regulado de distribuição de gás canalizado. Estas são desenvolvidas em regime de concorrência com outras empresas prestadoras de serviços, podendo os usuários escolher livremente o fornecedor dos mesmos.

Este tipo de serviço se desenvolveu com a finalidade de complementar os objetivos vinculados à distribuição de gás canalizado, que se encontram descritos a seguir:

- Oferecer solução às reclamações do usuário do serviço de gás canalizado. Em geral, ante uma anomalia no fornecimento, o usuário envolvido não está em condições de identificar as causas da mesma e determinar se as instalações afetadas estão sob responsabilidade da empresa ou são de sua responsabilidade (internas ao imóvel). Também é habitual que o usuário não tenha conhecimento dos limites de responsabilidade entre instalações da empresa distribuidora e as próprias;
- Incrementar a eficiência na utilização dos recursos da companhia, já que o pessoal de equipes dedicadas a atender reclamações dos usuários por anomalias no fornecimento de gás canalizado, também se destina a reparar defeitos nas instalações interiores dos usuários.

No marco do enfoque metodológico proposto pela CSPE para a Revisão Tarifária, as Concessionárias de distribuição deverão dispor de sistemas corporativos de informação de gestão (SIG). O SIG referido à gestão comercial da Concessionária permitirá manter um registro transparente do desenvolvimento da ANC, do serviço de manutenção e reparos em instalações internas dos usuários (em particular a evolução do número de usuários que contrataram o serviço etc.). A partir dessa informação e do preço de mercado representativo desse serviço (para o qual existem vários prestadores), a CSPE definirá um valor de receita presumida da Concessionária, seguindo o enfoque descrito para o caso do uso compartilhado de elementos de infra-estrutura física.

Ao definir o valor dessa receita presumida, a CSPE considerará a relação entre o custo e o benefício das ações regulatórias, preservando o incentivo da Concessionária para a execução de novas atividades que lhe incrementem as economias de escopo.

Informação Relevante Referente à Prestação da ANC

Com a finalidade de identificar com precisão as ANC, de modo a poder apontar uma ação regulatória futura com base nos princípios e critérios propostos, a CSPE definirá e implementará os procedimentos para que as Concessionárias de distribuição apresentem à Comissão, a seguinte informação:

- Atividades complementares e adicionais não correlatas (ANC) ao serviço de distribuição de gás canalizado que executam atualmente. Descrição de seu alcance;
- Identificação precisa dos recursos (ativos) relacionados à prestação do serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado envolvidos na execução de cada ANC;
- Descrição detalhada do plano de ação previsto pela Concessionária para assegurar que, em qualquer circunstância, a continuidade e a qualidade do serviço básico não serão afetadas pela execução da ANC;
- Receitas brutas e líquidas previstas para cada uma das atividades “não correlatas” a serem desenvolvidas pela Concessionária.