

NOTA TÉCNICA Nº 1-GN SPS

*CÁLCULO DO VALOR INICIAL
DA MARGEM MÁXIMA DA
GAS NATURAL SPS*

ÍNDICE

1.	OBJETIVO.....	1
2.	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	2
2.1	INTRODUÇÃO.....	2
2.2	CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX).....	3
2.2.1	<i>Conclusão da Análise das informações históricas e do Plano de Negócios da Concessionária.....</i>	<i>4</i>
2.2.2	<i>Proposta da CSPE.....</i>	<i>4</i>
2.3	INVESTIMENTOS (CAPEX) PREVISTOS NO PLANO DE NEGÓCIOS APRESENTADO PELA GAS NATURAL SPS.....	4
2.3.1	<i>Avaliação do mercado de vendas previsto no Plano de Negócios para o segundo ciclo tarifário e quantidades físicas dos investimentos associadas .</i>	<i>5</i>
2.3.2	<i>Avaliação dos preços considerados para os investimentos previstos no Plano de Negócios</i>	<i>5</i>
2.3.3	<i>Avaliação do Cronograma de investimentos previstos no Plano de Negócios</i>	<i>6</i>
2.3.4	<i>Plano de Negócios considerado no Fluxo de Caixa Descontado</i>	<i>6</i>
2.3.5	<i>Plano de Metas Mínimas considerado no Fluxo de Caixa Descontado.....</i>	<i>7</i>
2.4	REMUNERAÇÃO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO E DO CAPITAL INVESTIDO	7
2.4.1	<i>Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) em 31 de março de 2005</i>	<i>7</i>
2.5	CÁLCULO DO PARÂMETRO P_0 (VALOR INICIAL DA MARGEM MÁXIMA) PELA APLICAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO (ITEM 3.6 DA NT1)	8
2.6	CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD), VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA	9
2.7	A PROPOSTA DA CSPE DO VALOR DA MARGEM MÁXIMA INICIAL (P_0) PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GAS NATURAL SPS DISTRIBUIDORA	9
	ANEXO I – DETERMINAÇÃO DO VALOR REGULATÓRIO DO CUSTO DE CAPITAL PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GAS NATURAL SPS DISTRIBUIDORA....	12
I.1	INTRODUÇÃO.....	12
I.2	AValiação DAS VARIAÇÕES DOS VALORES DOS PARÂMETROS DETERMINADOS PELO CAPM/WACC NO PERÍODO SETEMBRO 2003 – JUNHO 2004.....	12
I.3	CONSIDERAÇÃO REGULATÓRIA DO “EFEITO TAMANHO”	13
I.4	DETALHAMENTO DO CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL	15
1.4.1	<i>Resultados obtidos: Estimativa do custo de capital próprio (k_e).....</i>	<i>15</i>
1.4.2	<i>Resultados obtidos: Estimativa do custo do capital de terceiros (k_d).....</i>	<i>17</i>
1.4.3	<i>Estrutura de capital. Determinação do w_d.....</i>	<i>17</i>
1.4.4	<i>Determinação do Custo Nominal Médio de Capital (WACC) e Conversão em Termos Reais</i>	<i>18</i>

ANEXO II - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS VALORES DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS	21
II.1 INTRODUÇÃO	21
II.2 METODOLOGIA.....	21
II.3 INFORMAÇÃO HISTÓRICA	21
II.4 INFORMAÇÃO DO PLANO DE NEGÓCIOS.....	25
II.5 ANÁLISE DAS INFORMAÇÕES DO PLANO DE NEGÓCIOS	29
II.6 PROPOSTA DA CSPE	30
ANEXO III - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS	31
III.1 METODOLOGIA APLICADA.....	31
III.2 INFORMAÇÃO HISTÓRICA.....	31
III.3 INFORMAÇÃO DO PLANO DE NEGÓCIOS	32
III.4 REFERÊNCIAS DE MERCADO	34
III.5 COMPARAÇÕES DE PREÇOS	35
III.6 PROPOSTA DA CSPE	36
ANEXO IV: BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA EM 30 DE JUNHO DE 2004 ..	37
ANEXO V – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P_0 PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE NEGÓCIOS	38
ANEXO VI – DETALHAMENTO CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD) VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA	39
ANEXO VII – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P_0 PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE METAS MÍNIMAS.....	40
ANEXO VIII – ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN.....	41

1. OBJETIVO

Em continuidade ao processo de Revisão Tarifária estabelecido pelas Portarias CSPE Nº 246/2003 de 01/08/2003, Nº 259/2003, de 10/10/2003, e Nº 319/2004, de 9/6/2004, o presente documento tem por objetivo apresentar a descrição detalhada dos resultados da aplicação da metodologia, estabelecida pela CSPE no capítulo 3 da Nota Técnica Nº 1, publicada no *website* da Comissão em 11 de outubro de 2003, por ocasião da primeira Revisão Tarifária da Concessionária de distribuição de gás canalizado Gas Natural São Paulo Sul S.A. (doravante identificada como Gas Natural SPS), desenvolvida segundo o disposto na Cláusula Décima Primeira e nos termos da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.

São descritos a seguir os resultados obtidos pela CSPE da aplicação dos conceitos, métodos e procedimentos estabelecidos no capítulo 3 da Nota Técnica Nº 1 (doravante identificada como NT1).

2. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA

2.1 INTRODUÇÃO

Como indicado no capítulo 3 da NT1, a Revisão Tarifária compreende a determinação do valor inicial da Margem Máxima de distribuição (P_0) da Gas Natural SPS, a ser aplicado no primeiro ano do segundo ciclo tarifário.

Quanto ao fator de eficiência (Fator X) a ser aplicado à Margem Máxima, em cada um dos anos 2 a 5 do segundo ciclo tarifário, segundo a fórmula incluída na Sub-Cláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, o valor desse fator é fixado pela CSPE em zero, para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS, conforme exposto no item 3.4 da NT1. Como a Gas Natural SPS iniciou suas atividades recentemente e partindo da condição “*greenfield*”, a CSPE entende que, no segundo ciclo tarifário, não estarão presentes as condições que, segundo o estabelecido nos Contratos de Concessão, devem ser contempladas na determinação do fator X. Por esse motivo, esse fator é fixado pela CSPE em zero para esse ciclo. A determinação de valores diferentes para o fator X poderá ocorrer em futuros ciclos tarifários, dependendo das condições vigentes na época.

Como indicado no capítulo 2 da NT1, no Contrato de Concessão é estabelecido que, para fixar o valor do parâmetro 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; 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; e projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído.

Para a determinação do valor do parâmetro P_0 deve ser aplicada a metodologia descrita nos itens 3.1, 3.2, 3.3, 3.5 e 3.6 da NT1. Trata-se da simulação da gestão econômica da Concessionária, durante o segundo ciclo tarifário, mediante a equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Como indicado no item 3.6 da NT1, essa ferramenta permite definir uma condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, visando assegurar à Concessionária que, se a sua gestão no segundo ciclo atinge os níveis de eficiência definidos na Revisão Tarifária, poderá obter um retorno sobre o capital investido igual ao custo de capital determinado segundo o exposto no Anexo I desta Nota Técnica.

Segundo o estabelecido no capítulo 3 da NT1, a CSPE realizou a avaliação das informações contidas no Plano de Negócios (PN) apresentado pela Gas Natural SPS no marco do processo de Revisão Tarifária (Portarias CSPE N° 246 e 259), com vistas a definir os valores regulatórios dos parâmetros que devem ser determinados para a aplicação da equação do FCD. Esses parâmetros são:

- Custos Operacionais (OPEX) de cada ano do segundo ciclo tarifário: foi aplicado o procedimento descrito no item 3.1 da NT1;

- Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) da Gas Natural SPS na data 31 de março de 2005, ou seja, o último trimestre civil anterior ao início do segundo ciclo tarifário, expressa em Reais de junho de 2004, e depreciações do segundo ciclo: foi aplicada a metodologia descrita no item 3.2 da NT1;
- Custo de Capital e Estrutura de Capital: o procedimento descrito no item 3.3 da NT1 foi aplicado para o caso específico da Gas Natural SPS e os resultados obtidos foram apresentados e fixados pela CSPE, para os efeitos do processo de Revisão Tarifária, no Anexo I desta Nota Técnica;
- Investimentos (CAPEX) previstos para o segundo ciclo tarifário: foi aplicado o método exposto no item 3.5 da NT1.

A seguir são apresentados os valores regulatórios propostos pela CSPE para cada um desses parâmetros, assim como as considerações que dão fundamentação a esses valores.

2.2 CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)

O conceito de Despesas Operacionais inclui todos os gastos vinculados à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e administração da Concessionária. Não estão incluídos na análise os impostos e as depreciações, que são considerados de forma específica na aplicação da equação do FCD.

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela Gas Natural SPS no Plano de Negócios apresentado à CSPE foi baseada nas fontes de informação descritas a seguir.

- Despesas históricas detalhadas da Concessionária do ano 2003 e primeiro semestre de 2004. Como a Concessionária iniciou a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado em fevereiro de 2002, trata-se de um exercício anual concluído e o período de 2004 mais próximo à data de recebimento dos dados, para permitir a análise mais recente possível;
- Despesas projetadas pela Concessionária para o ciclo tarifário sob análise (2005 a 2009).

A descrição e o detalhamento da análise realizada são apresentados no Anexo II.

O resultado final da avaliação é a proposta da CSPE dos valores de despesas operacionais da Gas Natural SPS, a serem considerados na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para a determinação do valor do parâmetro P_0 . As conclusões principais da avaliação e a proposta da CSPE são descritas a seguir.

2.2.1 Conclusão da Análise das informações históricas e do Plano de Negócios da Concessionária

O nível de detalhamento da informação do ano 2003, apresentada pela Gas Natural SPS, permitiu realizar uma análise dos itens que compõem as despesas da Concessionária e calcular os valores de indicadores representativos de sua gestão atual. Como solicitado pela CSPE, as informações foram fornecidas pela Gas Natural SPS em itens separados.

Também as informações do Plano de Negócios, para o segundo ciclo tarifário, apresentadas pela Gas Natural SPS, têm o nível de detalhamento requerido na NT1 e, portanto, foi possível aplicar de forma integral a metodologia descrita nessa Nota Técnica.

2.2.2 Proposta da CSPE

Com base na análise das informações históricas e do Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS, a CSPE verificou que as previsões de OPEX do Plano de Negócios são consistentes com as despesas associadas a uma gestão eficiente de uma empresa distribuidora de gás canalizado, que deve prestar um serviço com as características da concessão da Gas Natural SPS, no segundo ciclo tarifário.

Porém, foram retirados os gastos referentes a “Despesas Comerciais Captação Clientes Residenciais” e “Serviços de Adequação de Instalações”, uma vez que os gastos apresentados pela Concessionária, sob estas rubricas, foram considerados não imputáveis ao serviço concedido. No Anexo II encontra-se exposta a fundamentação das conclusões dessa avaliação.

Tendo em conta o acima exposto, a CSPE validou os seguintes montantes de OPEX, incluídos no Plano de Negócios, apresentado pela Gas Natural SPS, para cada ano do segundo ciclo tarifário, indicados a seguir e incluiu a rubrica referente a Pesquisa e Desenvolvimento, conforme detalhado a seguir no item 2.5, alínea d:

unidade: R\$ mil

OPEX	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Informado GN SPS (Anexo II)	20.777	19.154	18.179	19.639	20.695	98.445
Pesquisa e Desenvolvimento	-	148	189	245	260	842
Total	20.777	19.302	18.368	19.884	20.955	99.287

2.3 Investimentos (CAPEX) Previstos no Plano de Negócios Apresentado pela Gas Natural SPS

A análise dos investimentos previstos pela Concessionária foi acompanhada por uma avaliação da demanda de gás esperada para cada segmento, cruzando-se informações de campo, tendências históricas de crescimento e estudos realizados por outras instituições.

A seguir, resume-se a avaliação da demanda total prevista, apresentada em detalhes no Anexo VIII, e a avaliação dos investimentos, ambos previstos do Plano de Negócios da Gas Natural SPS.

2.3.1 Avaliação do mercado de vendas previsto no Plano de Negócios para o segundo ciclo tarifário e quantidades físicas dos investimentos associadas

A CSPE considera que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotada pela Gas Natural SPS para o segundo ciclo é adequada. Desta forma, a CSPE decidiu validar essa previsão.

2.3.2 Avaliação dos preços considerados para os investimentos previstos no Plano de Negócios

A seguir são descritas as principais conclusões da análise e avaliação dos preços considerados nos investimentos previstos para o segundo ciclo tarifário no Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS à CSPE.

A análise realizada inclui os itens de investimento indicados a seguir:

- Investimentos de rede projetados para cada ano no Plano de Negócios;
- Investimentos em ativos não específicos.

A análise dos preços unitários dos investimentos de rede previstos no Plano de Negócios foi baseada em três fontes de informação:

- Preços históricos da própria Concessionária, referentes às obras realizadas no ano 2003;
- Preços do mercado brasileiro e de outros mercados, obtidos de empreiteiros, fornecedores de materiais e obras realizadas por outras Concessionárias de distribuição de gás canalizado;
- Preços unitários dos investimentos projetados pela Gas Natural SPS.

Como as operações da Concessionária começaram em fevereiro de 2002, a CSPE decidiu pela utilização das informações relativas ao ano de 2003 em diante (até meados de 2004).

As informações de fornecedores, empreiteiros e obras realizadas por outras Concessionárias brasileiras possibilitaram a comparação dos valores da Gas Natural SPS com aqueles praticados por outras empresas. Em particular, nas obras de gás

canalizado, as condições atuais para efetuar comparações são adequadas, uma vez que em todo o Brasil estão sendo desenvolvidas redes em áreas urbanas, gasodutos de interconexão e de fornecimento a usuários industriais.

Com base nos resultados das análises da informação histórica e na comparação com valores representativos de mercado, realizou-se uma análise dos preços unitários propostos pela Concessionária no Plano de Negócios, tendo se verificado que não houve necessidade de modificar os preços apresentados.

O resultado do processo de avaliação é um plano de investimentos de rede, para cada um dos anos do segundo ciclo tarifário, com preços associados, levando em consideração as particularidades da área de concessão da Gas Natural SPS.

Os investimentos não específicos projetados correspondem a cerca de 1% dos investimentos totais para o ciclo e foram considerados pertinentes. Conseqüentemente, não foram modificados, tendo sido aceita a proposta da Concessionária.

2.3.3 Avaliação do Cronograma de investimentos previstos no Plano de Negócios

Analisado o cronograma das obras de cada sistema apresentado pela Concessionária em seu Plano de Negócios, considerou-se adequada a projeção de investimentos contemplada, para o mercados que a concessionária pretende atingir.

Desta maneira, a CSPE aceitou o programa de investimento apresentado pela Gas Natural SPS, conforme argumentação apresentada no Anexo III, na qual se verifica que os valores apresentados são aceitáveis para concessionárias de gás canalizado semelhantes à Gas Natural SPS.

2.3.4 Plano de Negócios considerado no Fluxo de Caixa Descontado

No Anexo III é apresentada de forma detalhada a análise realizada. As conclusões desse estudo validam a proposta incluída no Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS para os investimentos (CAPEX) dessa Concessionária no segundo ciclo tarifário. Um resumo dos montantes considerados encontra-se descrito a seguir:

CAPEX do Plano de Negócios (R\$ mil)						
	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Investimentos em redes	90.471	80.030	22.679	16.817	14.180	224.177
Outros investimentos	1.236	562	215	367	203	2.584
TOTAL	91.707	80.592	22.894	17.184	14.384	226.761

2.3.5 Plano de Metas Mínimas considerado no Fluxo de Caixa Descontado

O programa denominado Metas Mínimas corresponde a um plano de investimentos, compatível com as exigências estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e de gastos operacionais, que não inclui o desenvolvimento dos sistemas de Iperó, Cesário Lange e Avaré, além de um menor desenvolvimento de redes, nos demais sistemas, em relação ao apresentado pela Concessionária no seu Plano de Negócios.

OPEX e CAPEX do Plano de Metas Mínimas (R\$ mil)						
	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Despesas Operacionais	17.021	14.714	12.896	13.517	13.815	71.963
Pesquisa e Desenvolvimento	-	128	161	209	221	719
OPEX TOTAL	17.021	14.842	13.057	13.727	14.036	72.682
CAPEX TOTAL	69.731	64.240	10.953	3.881	1.814	150.619

2.4 Remuneração Sobre o Capital Investido e do Capital Investido

O valor regulatório do custo de capital definido pela CSPE, para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS, é de 13,66%, conforme exposto no Anexo I. Esse valor considera o efeito da condição “*greenfield*” da Gas Natural SPS, segundo o previsto na NT1.

2.4.1 Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) em 31 de março de 2005

A Base de Remuneração Regulatória em 31 de março de 2005 foi determinada considerando:

- a) Os ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado efetivamente incorporados pela Gas Natural SPS até o primeiro semestre do ano de 2004, informados pela Concessionária;
- b) Os investimentos a serem incorporados no período de julho de 2004 a março de 2005, conforme as previsões da Gas Natural SPS.

Foram consideradas as depreciações do período, conforme o procedimento estabelecido na NT1.

No Anexo IV desta Nota Técnica é apresentado o cálculo detalhado do valor da BRR líquida em 30 de junho de 2004, expressa em Reais de junho de 2004.

Para o ajuste do valor da BRRL até 31/03/2005, a Concessionária deverá apresentar, com o mesmo nível de formalidade requerido para as informações do Balanço Anual e com parecer de auditor independente, os dados de investimentos e obras físicas associadas e outros parâmetros relevantes das novas instalações **efetivamente** incorporadas ao ativo em serviço no período 01/07/2004 – 31/03/2005, depreciações e desativações do mesmo período, desagregadas por grupos de ativos segundo o Plano de Contas definido pela CSPE. Com esses valores será determinado o valor da BRRL em 31/03/2005, a ser considerado para o cálculo do valor definitivo do parâmetro P_0 pela aplicação da equação apresentada no item 3.6 da NT1.

O valor provisório para este parâmetro, utilizado no cálculo do P_0 , foi de R\$ 40.590.393, conforme estimativa da Gas Natural SPS. Este valor foi levado para junho de 2004 utilizando-se estimativa de variação do IGP-M no período.

2.5 Cálculo do Parâmetro P_0 (Valor Inicial da Margem Máxima) pela aplicação do Fluxo de Caixa Descontado (item 3.6 da NT1)

Para o cálculo do parâmetro P_0 foram considerados os seguintes itens:

- a) Os valores calculados, segundo o exposto nos itens 2.2 a 2.4 desta Nota Técnica, para os parâmetros:
 - BRRL em 30 de junho de 2004;
 - Estimativa de investimentos, deduzidas as depreciações e desativações, no período jun/2004 – mar/2005;
 - OPEX para cada ano do segundo ciclo tarifário;
 - CAPEX para cada ano do segundo ciclo tarifário.
- b) As depreciações para cada ano do segundo ciclo tarifário calculadas segundo o Plano de Contas aprovado pela CSPE.
- c) O valor do Custo de Capital determinado segundo o procedimento e cálculos associados descritos no Anexo I desta Nota Técnica.
- d) OPEX adicional de 0,25% sobre a margem, a título de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, conforme previsto na Décima Primeira Subcláusula da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão.
- e) Valor informado pela Concessionária, a título da inadimplência dos usuários da Gas Natural SPS, considerado adequado e, portanto, aceito pela CSPE para esta despesa.

O valor do parâmetro P_0 foi determinado pela aplicação da equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), exposta de forma detalhada no item 3.6 da NT1, resultando em um P_0 igual a **0,1916 R\$/m³**. A planilha de cálculo utilizada na obtenção deste parâmetro é apresentada no Anexo V.

2.6 Cálculo do valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária

Para a determinação do valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária, conforme o disposto no item 3.6 da NT1, foi aplicado o critério exposto a seguir.

Tendo em conta que a Gas Natural SPS iniciou suas operações em fevereiro de 2002 partindo da condição “*greenfield*”, é claro que tanto a composição quanto os volumes de seu mercado de vendas no período anterior à data da revisão tarifária apresentam variações significativas. Essa instabilidade reflete-se nos valores do parâmetro Md, segundo o período considerado para o cálculo. Com a finalidade de amortecer os efeitos dessas variações, a CSPE considerou nessa apuração do valor o período de operações da Concessionária mais recente, de um ano e meio, ou seja, desde maio de 2003 até outubro de 2004.

Para cada mês desse período foi calculado o valor da Md, e expresso em Reais de junho de 2004, utilizando o índice IGP-M para o ajuste. Foi calculada então a média ponderada dos valores mensais ajustados da Md, utilizando como ponderadores os respectivos valores das vendas físicas de cada mês.

Mediante a aplicação do procedimento exposto, foi obtido o montante **0,2569 R\$/m³**, definido pela CSPE como valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária. O detalhamento do cálculo é apresentado no Anexo VI.

2.7 A proposta da CSPE do valor da margem máxima inicial (P₀) para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS Distribuidora

Conforme exposto no item 3.6 da NT1, no caso das Concessionárias Gás Brasileiro Distribuidora S.A. e Gas Natural SPS Distribuidora S.A., que têm um curto período de operação, anteriormente à data da revisão tarifária, e partem de uma condição “*greenfield*”, o valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária, será considerado pela CSPE como Margem Máxima, a ser aplicada no segundo ciclo tarifário. O valor definido da Md é aquele associado ao cumprimento das metas mínimas obrigatórias previstas nos Contratos de Concessão.

Nesse item é expresso também que, no processo da revisão tarifária da Gás Brasileiro Distribuidora S.A. e Gas Natural São Paulo Sul S.A., a CSPE adequará a Margem Máxima de distribuição, para o segundo ciclo tarifário, em face dos Planos de Negócios apresentados pelas Concessionárias, com metas de investimentos maiores que aquelas previstas nos respectivos Contratos de Concessão.

Do ponto de vista regulatório, a CSPE deve então considerar a Md como Margem Máxima a ser aplicada no segundo ciclo tarifário. A aplicação dessa margem de distribuição representa para a Gas Natural SPS a obrigação de realizar os investimentos necessários para cumprir as metas mínimas do Contrato de Concessão. Esses investimentos são significativamente menores que os previstos no Plano de Negócios apresentado pela Concessionária no marco do processo de revisão tarifária.

A aplicação da Md não é então a opção mais adequada para a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado na área da concessão da Gas Natural SPS. A efetiva concretização dessa expansão, realizada de forma consistente com a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, é um dos objetivos essenciais da ação da CSPE.

Por esses motivos, a CSPE considera necessário estabelecer um critério regulatório que represente um incentivo genuíno e transparente para que a Gas Natural SPS cumpra o Plano de Negócios apresentado para a revisão tarifária.

Com essa finalidade, foi determinado, pela aplicação do método do Fluxo de Caixa Descontado, o valor do parâmetro P_0 associado a um Plano de Negócios, para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS, que representa somente o cumprimento das metas mínimas estabelecidas no Contrato de Concessão. O valor obtido é $P_0 = 0,1715 \text{ R\$/m}^3$ (conforme detalhamento apresentado no Anexo VII). A diferença entre esse valor e o calculado pelo Fluxo de Caixa Descontado para o Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS no marco do processo da revisão tarifária (item 2.5 desta Nota Técnica) é igual a $0,0201 \text{ R\$/m}^3$.

A CSPE propõe, então, estabelecer o critério regulatório que consiste em adotar, como valor inicial da Margem Máxima da Gas Natural SPS, para o segundo ciclo tarifário, o valor da Md vigente ($0,2569 \text{ R\$/m}^3$) acrescida dessa diferença e vincular o valor do P_0 assim obtido com o estrito cumprimento do Plano de Negócios ajustado considerado no item 2.3.4 deste documento.

Conforme esse critério, o valor inicial da Margem Máxima (P_0) para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS proposto pela CSPE é $P_0 = 0,2770 \text{ R\$/m}^3$.

É importante salientar que, no item 3.5 da NT1, é descrito um procedimento de restabelecimento da condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a ser aplicado no caso em que essa condição seja alterada, em decorrência de a distribuidora haver descumprido as metas do Plano de Negócios associado ao valor do parâmetro P_0 , definido na revisão tarifária. A CSPE realizará um monitoramento rigoroso da execução desse Plano e aplicará esse mecanismo de correção, se for necessário.

Para o cálculo do valor definitivo do parâmetro P_0 , a CSPE realizará o seguinte procedimento:

- i) Atualização do valor da BRRL, de junho de 2004 para abril de 2005, utilizando a variação do IGP-M no período, conforme definido no item 2.4.1 desta NT;

- ii) Cálculo do valor de P_0 referente ao Plano de Negócios, atualizado até abril de 2005;
- iii) Cálculo do valor de P_0 referente ao programa de Metas Mínimas, atualizado até abril de 2005;
- iv) Quantificação da diferença dos valores dos dois valores de P_0 , anteriormente determinados (itens ii e iii);
- v) Atualização da Md vigente, de junho de 2004 para abril de 2005, utilizando a variação do IGP-M no período;
- vi) O valor de P_0 resultante será o valor da Md atualizada acrescida da diferença dos valores de P_0 citada no item iv.

ANEXO I – DETERMINAÇÃO DO VALOR REGULATÓRIO DO CUSTO DE CAPITAL PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GAS NATURAL SPS DISTRIBUIDORA

I.1 Introdução

Aplicando a metodologia CAPM/WACC exposta na NT 1 do processo de revisão tarifária, foi calculado em setembro de 2003 o valor regulatório do custo de capital a ser considerado no segundo ciclo tarifário da Concessionária Comgás. O detalhamento desse cálculo foi apresentado na NT2 do processo.

Para a Gás Brasileiro, a CSPE decidiu pela inclusão da taxa de “risco tamanho” para a parcela de custo de capital de terceiros.

A CSPE entende que isso constitui um incentivo regulatório legítimo e transparente para incentivar a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado na área concedida à Concessionária, tal como está previsto na metodologia de determinação do custo de capital. Portanto, a sugestão da Concessionária foi considerada adequada.

Em função desta decisão, a CSPE incluiu a referida taxa no cálculo da WACC, obtendo o valor 13,66% como valor regulatório do Custo Médio Ponderado de Capital para o segundo ciclo tarifário da Gás Brasileiro, conforme apresentado na NT2-GB.

Como as duas Concessionárias, Gás Brasileiro e Gas Natural SPS, apresentam a mesma característica de *greenfield*, a CSPE decidiu estender a aplicação deste conceito a esta última Concessionária, determinando então que o valor regulatório do Custo Médio Ponderado de Capital, para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS, seja de 13,66%. O detalhamento do cálculo que determina este valor encontra-se a seguir.

I.2 Avaliação das variações dos valores dos parâmetros determinados pelo CAPM/WACC no período setembro 2003 – junho 2004.

Os parâmetros considerados no método CAPM que têm variações mais significativas em períodos curtos são:

- Taxa livre de risco
- Taxa de inflação
- Risco país
- Risco cambial

Os valores dos outros parâmetros, considerados na determinação, têm oscilações muito menores, e as mesmas ocorrem em períodos bem mais longos. É o caso do coeficiente “beta”, o prêmio por risco e o risco corporativo, que dependem de aspectos mais estruturais. O setor bancário é de risco maior que o das empresas que prestam serviços públicos, de forma independente do valor da taxa livre de risco. Esses parâmetros

apresentam variações marginais quando são considerados dois anos consecutivos, e, portanto, é desnecessário realizar uma nova determinação dos seus valores.

Foi realizada a avaliação das variações nos valores dos quatro parâmetros acima mencionados. Em todos os casos, foi verificado que essas variações não são significativas em termos quantitativos, e, o que é mais importante, não estão vinculadas com fenômenos ou tendências de tipo estrutural.

Por esses motivos, a CSPE entende que, a consistência regulatória resulta adequadamente preservada se os valores determinados para o caso da Comgás são utilizados também para o cálculo do custo de capital para o segundo ciclo tarifário da Gas Natural SPS.

No referente à determinação do “nível de endividamento regulatório”, foi aplicado o critério definido na NT1, consistente em considerar uma “banda de aceitação”, compreendida entre os valores de 40 e 60% de endividamento. Se o nível de endividamento atual da Concessionária é um valor dentro dessa banda, é adotado esse valor atual para o cálculo do custo de capital. Se essa condição não é cumprida, considera-se para o cálculo o valor limite da banda mais próximo ao do nível de endividamento atual da empresa.

1.3 Consideração regulatória do “efeito tamanho”

Conforme os conceitos e procedimentos estabelecidos na NT1, foi avaliado o efeito do tamanho da Gas Natural SPS no valor regulatório do custo de capital. Nessa Nota Técnica é expressamente prevista a consideração de um “adicional de taxa de retorno” para empresas pequenas.

Segundo exposto na NT1, 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 dos anos noventa. Desde aquela data, tem-se verificado que o “beta”, determinado considerando todos os ajustes habituais, 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 projetado pelo CAPM, cresce de forma inversa ao tamanho patrimonial da empresa.

A consequência 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 seus investimentos 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 se verificado ser 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 em 10 decis, classificando as empresas pelo valor de seu patrimônio. Determina-se então o retorno esperado para cada decil, utilizando o método CAPM. O valor obtido é comparado com o retorno real observado no período 1926–2000. O beta deste CAPM por decil é estimado da mesma forma que o beta utilizado na determinação do custo do capital próprio. Isso assegura que a adição do prêmio por tamanho, se for considerada, resulta consistente com a estimativa global.

A diferença entre ambos os valores é o prêmio por tamanho. As estimativas realizadas pelo Ibbotson Associates são apresentadas na Tabela a seguir.

**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 USDMM)	EFEITO TAMANHO (Excess return) [%]
1 (EMPRESAS MAIORES)	530.000	- 0,21
2	10.500	0,14
3	4.100	0,22
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, e, portanto não é significativo.

Por outro lado, cabe mencionar que se fossem considerados períodos mais curtos, da ordem de 30 anos, o prêmio por tamanho se tornaria 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 é verificada a existência de um prêmio por risco para nenhum decil patrimonial.

No caso sob análise, deve ser considerado o período de tempo mais longo possível, de forma a assegurar a consistência da determinação com a estimação do prêmio de mercado. Adicionalmente, é importante mencionar, que numa análise por setores industriais, o setor das “utilities” (eletricidade, gás canalizado e água e esgotos) apresenta efeito tamanho positivo.

Como conclusão dessas considerações, pode ser estabelecido que existe um requerimento adicional de retorno acima do valor resultante da aplicação do CAPM tradicional, para empresas com capitalização menor que 80 – 100 USD milhões. O valor obtido para esse “adicional de retorno”, utilizando como fonte a Ibbotson Associates, é de 232 pontos básicos.

Os valores de investimento da Gas Natural SPS, realizados no primeiro quinquênio, são compatíveis com os limites estabelecidos no parágrafo anterior. Considera-se que estes valores justificam a inclusão de um adicional de taxa de retorno (prêmio) por tamanho.

Adicionalmente, o caráter “greenfield” da concessão operada pela Gas Natural SPS é um elemento que confirma a conveniência da consideração desse adicional, como uma ferramenta regulatória consistente com o objetivo de incentivar os investimentos necessários para a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado.

I.4 Detalhamento do cálculo do Custo de Capital

A seguir encontra-se detalhado o procedimento de cálculo que determinou o custo de capital a ser aplicado à Gas Natural SPS.

I.4.1 Resultados obtidos: Estimativa do custo de capital próprio (k_e)

A partir do descrito anteriormente, pode-se estimar o custo de capital próprio nominal depois dos impostos para ser aplicado a fundos nomeados em reais. Este valor resulta em 18,81%, conforme a seguinte exposição:

Componentes	Cód.	Fórmula	Características	
Taxa livre de risco em USD [%]	r_f		Rendimento do UST10 média aritmética 06/98-6/03 da média semanal.	5,14
Adicional por risco local em USD [%]	r_p		Diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+BRASIL) e o prêmio de risco de crédito do Brasil segundo a estimativa utilizada pela ANEEL no marco da revisão tarifária da distribuição elétrica.	4,08
Adicional por risco de câmbio [%]	r_x		Aplicação do filtro de Kalman à série (últimos 36 meses) das diferenças do logaritmo de 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.	1,84
Beta desalavancado [adimensional]	$\beta_{EU Au}$		Estimado sobre uma amostra de empresas dos EUA pertencentes ao CIIU 4924 utilizando um horizonte de 5 anos e o método de <i>full information</i> betas com ajuste Vasicek e atraso segundo informação do Ibbotson Associates.	0,11
Ajuste por tipo de regulação [adimensional]	$Ad\beta$		É utilizado como <i>benchmark</i> o valor proposto pelo OFGEM na última revisão da Transco com relação ao obtido para os EUA.	0,35
Beta desalavancado total [adimensional]	β_U	$\beta_{EU Au} + Ad\beta$	Resultado componentes	0,46
Beta ajustado por alavancagem [adimensional]	β_e	$\beta_U * [(1-t) * D/E]$	Procedimento tradicional utilizando a taxa de impostos normativa e uma alavancagem de 40%.	0,66
Prêmio por risco [%]	p_m		Estimado sobre o mercado dos EUA como <i>spread</i> entre o rendimento do UST10 e o rendimento do S&P500 para um horizonte de 75 anos.	8,20
Prêmio por tamanho [%]	r_t		<i>Excess Return</i> estimado por Ibbotson Associates para empresas com capitalização inferior a 80-100 USDMM para o período 1926-2000	2,32

Custo de capital próprio nominal após os impostos [%] para aplicar a fundos nomeados em reais¹	k_e	$r_f + r_p + r_x + r_t + \beta_e * p_m$	Aplicação CAPM	18,81
--	-------	---	----------------	--------------

¹ Nominal em termos da inflação externa. Devido à forma de estimativa do risco cambial, não é necessário descontar a inflação local.

I.4.2 Resultados obtidos: Estimativa do custo do capital de terceiros (k_d)

A partir do que foi anteriormente descrito, pode-se estimar o custo de capital próprio antes dos impostos, para ser aplicado a fundos nomeados em reais. Este valor resulta em 16,29%, segundo o seguinte quadro:

Componentes	Cód.	Fórmula	Características	
Taxa livre de risco em USD [%]	r_f		Rendimento do UST10 média aritmética 06/98-6/03 da média semanal.	5,14
Adicional por risco local em USD [%]	r_p		Diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+BRASIL) e o prêmio de risco de crédito do Brasil segundo a estimativa utilizada pela ANEEL no marco da revisão tarifária de distribuição elétrica.	4,08
Adicional por risco de câmbio [%]	r_x		Aplicação do filtro de Kalman à série (últimos 36 meses) das diferenças do logaritmo de cotação do contrato futuro a um mês no início do mês e o logaritmo do tipo de câmbio vendedor (P_{tax}) do dia anterior ao vencimento do contrato.	1,84
Prêmio por tamanho [%]	r_t		Produto da relação entre a taxa de remuneração da dívida, após os impostos, e taxa de remuneração do capital próprio (86,6%) pelo Excess Return estimado por Ibbotson Associates para empresas com capitalização inferior a 80-100 USDMM para o período 1926-2000 (2,31%)	2,01
Adicional por risco corporativo [%]	ss		Diferença entre o <i>spread</i> sobre a taxa livre de risco requerido nos EUA para papéis comerciais de classificação creditícia [ba2/BBB-] e <i>maturity</i> de aproximadamente 10 anos e o valor reconhecido como risco país.	3,22

Custo nominal de endividamento antes dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]	k_d	$r_f+r_p+r_x+r_t+ss$	Resultado CAPM da dívida	16,29
--	-------	----------------------	--------------------------	--------------

I.4.3 Estrutura de capital. Determinação do w_d

Para a determinação do nível de endividamento apropriado propõe-se realizar 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. Considerando o estabelecido nos Contratos de Concessão das distribuidoras do Estado de São Paulo, propõe-se comparar 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* ou contábil), e não o valor de mercado. Devem ser levados em consideração os passivos gerados pelo financiamento.

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 (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%.

O valor calculado para o caso da Gas Natural SPS a dezembro de 2003 resulta em 20%, pelo qual utiliza-se o limite inferior da faixa de aceitação, isto é, $w_d = 40\%$.

I.4.4 Determinação do Custo Nominal Médio 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 depois dos impostos. Este valor resulta em 15,59 %, de acordo com o seguinte quadro:

Custo de capital próprio nominal depois dos impostos [%] para aplicar a fundos nomeados em reais	k_e	$r_f+r_p+r_x+r_i+\beta_e * p_m$	Aplicação CAPM	18,81
Custo nominal de endividamento antes dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]	k_d	$r_f+r_p+r_x+r_i+SS$	Resultado CAPM da dívida	16,29
Taxa de imposto [%]	t		Alíquota normativa considerando a taxa básica de 15%, a sobretaxa de 10% para todo ganho superior a R\$ 240 mil e a contribuição social de 9%.	34,00
Custo de capital de terceiros nominal em USD depois dos impostos [%]	k_d'	$k_d*(1-t)$	Resultado componentes	10,75
Estrutura de capital: Nível de alavancagem [Adimensional]	w_d		<i>Benchmarking</i> regulatório	0,40
Custo nominal de capital depois dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]	WACC	$k_e*(1-w_d)+k_d'*w_d$	Aplicação WACC	15,59

É importante salientar que deve ser considerada uma taxa real depois dos 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 que descontam os instrumentos financeiros considerados na determinação, ou seja, a inflação que 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, resulta 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.

Consistentemente com o procedimento utilizado para a determinação da taxa livre de risco, é considerada a média desse parâmetro durante o período de junho/1998 a junho/2003. Deste modo, obtém-se uma taxa de inflação de 1,7%.

É importante mencionar que o risco cambial, devido a sua forma de estimativa, é expresso nominalmente em termos da inflação externa, pelo que não é necessário descontar a inflação local sobre este componente.

Inflação em USD longo prazo [%]	p_i		Spread dos rendimentos dos bônus do tesouro dos EUA não indexados e indexados (UST e TIPS) a 10 anos. Período junho/98 a junho/03.	1,70
---------------------------------	-------	--	--	-------------

Custo de capital real para aplicar em fundos em moeda local depois dos impostos [%]	$WACC_r$	$[(1+WACC)/(1+p_i)]-1$	Aplicação da fórmula de conversão em termos reais.	13,66
--	----------	------------------------	--	--------------

Aplicando o procedimento tradicional para converter um retorno nominal a termos reais, obtém-se um custo de capital real para aplicar em fundos em moeda local, após os impostos, de 13,66%.

ANEXO II - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS VALORES DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS

II.1 Introdução

O objetivo deste Anexo é apresentar a análise e avaliação realizada das despesas operacionais (OPEX) projetadas pela Gas Natural SPS para serem consideradas na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) na determinação do valor inicial da Margem Máxima para o segundo ciclo tarifário.

O conceito de Despesas Operacionais inclui todos os gastos vinculados à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e administração da Concessionária. Não estão incluídos na análise os impostos e as depreciações, que são considerados de forma específica na aplicação da equação do FCD.

II.2 Metodologia

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela Gas Natural SPS, no Plano de Negócios apresentado à CSPE, foi baseada nas fontes de informação descritas a seguir.

- Despesas projetadas pela Concessionária para o ciclo tarifário sob análise, contidas no Plano de Negócios;
- Indicadores calculados a partir das despesas projetadas pela Concessionária.

Na análise, se verifica a razoabilidade dos valores dos diversos itens de gastos da Concessionária, comparando os indicadores calculados com parâmetros de outras empresas do mesmo setor. Nesta análise, levou-se em conta o fato de a Concessionária ter cerca de três anos de operação, não existindo infra-estrutura prévia de nenhum tipo na área de concessão, exceto o gasoduto de transporte.

II.3 Informação Histórica

A Gas Natural SPS registrou suas primeiras vendas de gás em fevereiro de 2002. As informações históricas da Concessionária, apresentadas à CSPE, referentes ao período fevereiro de 2002 a junho de 2004, cerca de dois anos e meio, correspondem então ao período ainda de estruturação inicial da empresa e por isso não é possível sua comparação com empresas que tenham anos de operação. Em consequência, deve-se analisar a coerência entre a estrutura e os gastos derivados com o porte atual do negócio.

Em junho de 2004 a Concessionária atendia 9.447 usuários, com vendas de 17,36 milhões de m³ e 525,68 km de rede construída. Os usuários conectados até junho de 2004 correspondem aos segmentos Residencial, Comercial, Industrial e GNV. Na tabela a seguir apresentam-se as despesas para o período em análise.

unidade: R\$

Custos + Despesas	2003	Até jun/2004
Pessoal	2.121.579	1.116.990
Administradores	722.538	218.247
Benefícios aos Empregados	222.809	128.964
Materiais	1.200.434	1.653.217
Serviços de Terceiros	2.469.484	2.314.441
Outras Matérias Primas e Insumos para Operações com GÁS	109.689	39.470
Perdas de Gás Natural	57.576	198.155
Outras Despesas	2.743.045	1.407.010
Taxa de Fiscalização	37.460	90.320
Tributos e Taxas Fiscais	1.270.177	516.819
Provisão	-	591.617
(-) Recuperação de Despesas	(2.098)	(26.974)
Total (R\$)	10.952.693	8.248.276

Observa-se que a estrutura de gastos de 2003 e 2004 é similar. Como em 2004 o período abrangido nesta análise corresponde a 6 meses, neste ano o total realizado deverá ser superior àquele de 2003, devido ao acréscimo das instalações e número de usuários.

A seguir, apresentam-se alguns comentários para aos itens de gastos apresentados pela Concessionária:

- **Pessoal:** a quantidade de empregados em junho de 2004 era de 55. De um modo geral, os salários correspondem aos praticados na área de concessão, como demonstrado na tabela a seguir.

Unidade	Quantidade de Integrantes (junho 2004)	Custo Mensal Médio por empregado¹
	Qde	R\$
Diretoria	7	9.026,01
Gerência ADMINISTRATIVA	12	5.047,03
Gerência COMERCIAL	16	3.018,58
Gerência INDUSTRIAL	8	4.436,36
Gerência TÉCNICA	8	5.652,49
Unidade de Operação e Manutenção 1	4	3.910,46
Total empregados	55	4.879,46

Obs.: 1. Referente ao período jan-jun de 2004

A estrutura de pessoal corresponde a uma equipe mínima para o desenvolvimento da empresa. Destaque-se, a existência de uma equipe reduzida

na Unidade de Operação e Manutenção, onde há elevada contratação de mão de obra terceirizada.

- **Veículos:** os gastos correspondem a um total de 18 veículos, com a seguinte composição.

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos jun/2004	Despesas Combustível jan-jun/2004	Despesas Manutenção e Outros jan-jun/2004
	Qde	R\$	R\$
Diretoria GERAL			
Carro	1	2.296,36	7.214,34
Gerência ADMINISTRATIVA			
Carro	2	4.071,54	3.971,79
Gerência COMERCIAL			
Carro	5	9.086,44	7.809,67
Gerência INDUSTRIAL			
Carro	4	8.138,50	10.548,32
Gerência TÉCNICA			
Carro	2	3.810,16	3.355,03
Unidade de Operação e Manutenção			
Carro	1	2.105,76	2.795,86
Caminhonete Comum	2	4.111,17	5.032,56
Caminhonete com Equipamentos	1	614,35	-
Total	18	34.234,28	40.727,57
Custo médio/veículo (R\$/veículo)		1.901,90	2.262,64

- O custo médio por veículo é razoável e a distribuição das unidades nas diversas áreas da empresa corresponde às atividades desenvolvidas.
- **Materiais e insumos:** são apresentados gastos de R\$ 108.801, no período de janeiro a junho de 2004, referentes a materiais de sinalização de rede. O restante corresponde essencialmente a materiais comprados para instalações dos clientes, que não são abrangidos pelo serviço concedido.
- **Terrenos e edifícios:** somente há gastos correspondentes à sede administrativa e ao centro de controle da rede, no valor de R\$ 92.056, no período de janeiro a junho de 2004.
- **Outras despesas:** correspondem a diversos gastos, onde os mais importantes estão relacionados com assessoria jurídica, auditoria e consultoria, publicidade, seguros, taxas e tributos, faixa de servidão e outros gastos administrativos, no valor de R\$ 2.014.149, no mesmo período.
- **Perdas de gás:** são essencialmente formadas pelas purgas necessárias para a colocação em serviço de novos trechos de rede. O valor é de R\$ 198.155, no mesmo período.
- **Despesas com terceiros:** a seguir apresenta-se o detalhamento.

Despesas com Terceiros jan-jun/2004	Valor da Despesa (R\$)	Finalidade do gasto
Mão de Obra Terceirizada	159,99	
Manut. Corretiva Rede Alta Pressão	8.888,14	Contrato de prestação mensal
Manutenção. Preventiva Rede Alta Pressão	329.959,69	Contrato de prestação mensal
Manutenção Corretiva Rede Média e Baixa Pressão	24.215,92	Contrato de prestação mensal
Manutenção Preventiva Rede Média e Baixa Pressão	3.060,00	Contrato de prestação mensal
Emergência	26.932,15	
Conversão de Aparelhos	6.873,81	Atividade não correlata
Religações de Medidores	1.250,88	
Assessoria Técnica	3.766,35	
Instalação interna de clientes	83.829,17	Atividade não correlata
Transformação de Equip. de clientes	46.256,98	Atividade não correlata
Religação de Gás	5.250,39	
Substituição de Medidores	5.297,22	
Regulagem de Fogão	36,32	Atividade não correlata
Colocação de Cliente em Serviço	154.523,07	Atividade não correlata - instalação de abrigo medidor
Adequação de Instalações	42.761,60	Atividade não correlata
Assistência Técnica	2.235,81	Atividade não correlata
Assessoria Jurídica	46.865,66	Relativo a necessidades pertinentes ao Depto Jurídico
Mão de Obra Terceirizada	122.459,47	
Leitura de Medidores	48.543,66	Relacionado a atividade da Empresa
Emissão e Entrega de conta de gás	19.229,15	Relacionado a atividade da Empresa
Serviço de Comercialização	99.203,34	Referente captação de novos clientes
Assessoria Técnica	240,00	
Mão de Obra Temporária	49.786,25	
Verificação de Leituras	9.339,47	Relacionado a atividade da Empresa
Retirada de Equipamentos	9.867,18	Relacionado a atividade da Empresa
Verificação de Fraude	36,33	Relacionado a atividade da Empresa
Convenções Comerciais	15.032,54	Serviço prestado ao departamento comercial

- Verifica-se, da tabela, que os montantes mais significativos dos contratos com terceiros estão vinculados à manutenção da rede, atendimento e vendas, e instalações dos usuários. Na tabela estão esclarecidos os itens correspondentes a atividades não correlatas.

Em geral, se observa uma intenção da empresa em não construir inicialmente uma grande infra-estrutura, optando por um crescimento gradual e contratando com terceiros as atividades de campo em distribuição e na área comercial. A quantidade de pessoal apresentada é relativamente pequena, considerando que boa parte tem como dedicação principal as gerências, engenharia, logística e supervisão das obras. Nos sistemas de informação, por sua vez, não foi considerada a implantação de sistemas de grande porte, além de se observar a operação do negócio com uma infra-estrutura mínima de

computadores pessoais. Cabe salientar que não se encontraram gastos desproporcionais com a atividade atual da empresa. Em geral, a estrutura adotada é razoável para o porte atual e o ritmo de crescimento que enfrenta a Concessionária.

II.4 Informação do Plano de Negócios

No Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS, a projeção de Despesas Operacionais para o segundo ciclo tarifário, compreendido entre o período de junho de 2005 a maio de 2010, é a indicada de forma resumida na tabela a seguir.

Gas Natural SPS	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009
Total Despesas Operacionais	32.771.341	29.771.236	30.410.100	32.099.512	32.996.523
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE ATIVOS					
Manutenção e Conservação	1.368.935	1.736.309	2.087.866	2.372.491	2.661.072
Edifícios, construções e outros imobilizados	53.929	53.929	53.929	53.929	53.929
Material de informática	39.733	39.733	39.733	39.733	39.733
Elementos de transporte	54.582	54.582	54.582	54.582	54.582
Instalações técnicas	1.220.691	1.588.065	1.939.622	2.224.247	2.512.828
GESTÃO COMERCIAL					
Gastos de Atividade Comercial	12.652.800	11.211.076	12.929.749	13.166.573	12.995.583
Serviços de comercialização	466.424	426.330	501.780	506.892	497.885
Despesas Comerciais Captação Clientes Residenciais	11.059.657	9.496.028	11.202.129	11.399.335	11.228.345
Serviços de adequação das instalações de novos usuários	934.255	1.121.080	1.028.533	1.061.031	1.073.580
Controle de qualidade das ativações e conversões	192.463	167.637	197.306	199.315	195.774
Gastos Serviço Cliente	630.767	805.348	1.037.268	1.271.491	1.501.194
Leitura de medidores	186.262	244.599	312.770	381.312	448.447
Gestões de cobrança	147.835	194.194	248.568	303.761	357.804
Telefone de gás	291.785	360.141	467.714	576.383	683.121
Controle de qualidade das leituras, inspeções e outras	4.885	6.414	8.215	10.035	11.822
OUTRAS DESPESAS					
Aluguéis	905.179	985.981	1.183.844	1.303.108	1.403.182
Terrenos e edifícios	176.303	176.303	176.303	176.303	176.303
Elementos de transporte	10.754	10.754	10.754	10.754	10.754
Outros imobilizados	718.122	798.924	996.787	1.116.052	1.216.126
Utilidades e Serviços	701.996	727.727	746.718	758.164	767.769
(água, gás, eletricidade, combustíveis, lubrificantes)	144.759	151.756	156.920	160.032	162.644
Fornecimentos, Telefones e outras comunicações	404.077	422.811	436.638	444.972	451.966
Correios e mensagens	35.422	35.422	35.422	35.422	35.422
Material de escritório e material de consumo de informática e outros fornecimentos	117.737	117.737	117.737	117.737	117.737
Serviços Gerais	250.010	250.010	250.010	250.010	250.010
Vigilância	92.360	92.360	92.360	92.360	92.360
Serviços de limpeza	94.890	94.890	94.890	94.890	94.890
Serviços de informática	62.760	62.760	62.760	62.760	62.760
Serviços Corporativos	917.775	1.620.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000
Quotas e Associações	111.429	111.429	111.429	111.429	111.429
Serviços Profissionais Independentes	853.671	907.026	969.580	1.032.607	1.094.421
Auditorias e Assessorias	588.039	629.109	677.260	725.776	773.356

Gas Natural SPS	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009
Jurídicos e contenciosos	265.632	277.917	292.320	306.832	321.065
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	792.453	792.453	792.453	792.453	792.453
Seguros	492.316	538.030	587.554	641.839	700.887
Plano de seguros integrado	424.086	469.801	519.325	573.610	632.658
Elementos de transporte	32.587	32.587	32.587	32.587	32.587
Prêmios de seguros	35.642	35.642	35.642	35.642	35.642
Despesas de Viagem	345.645	345.645	345.645	345.645	345.645
Outros Serviços Exteriores	285.271	285.271	285.271	285.271	285.271
Estações de Transferência e Custódia	6.555.536	2.809.515	-	-	-
Tributos e Taxas (Inclui Taxa da CSPE)	1.679.622	1.903.634	2.134.295	2.427.421	2.550.103
Inadimplência	597.626	867.980	1.065.188	1.319.022	1.395.099
P&D	183.576	215.233	251.304	263.557	266.821
Despesas de Pessoal	3.446.735	3.658.571	3.831.928	3.958.430	4.075.583

Fonte: Gas Natural SPS

A seguir encontra-se a transcrição do documento apresentado pela Concessionária, em relação às despesas operacionais.

DETALHAMENTO DAS DESPESAS OPERACIONAIS

1. ***Aluguéis:*** Registra todos os gastos correspondentes aos aluguéis de uso pela empresa. Trata - se de um quadro que agrega os importes detalhados a seguir:
 - a. ***Terrenos:*** Registra os gastos correspondentes aos aluguéis de terrenos para o desenvolvimento das atividades da empresa.
 - b. ***Elementos de Transporte:*** Registra todos os gastos correspondentes aos aluguéis de veículos e elementos de transportes necessários para o desenvolvimento das atividades da empresa.
 - c. ***Outro Imobilizado:*** Registra todo os gastos correspondentes aos aluguéis de outros elementos necessário para o desenvolvimento das atividades da empresa.
2. ***Manutenção e Conservação:*** Registra todos os gastos decorrentes e a manutenção de bens imobilizado da empresa e que não supõe um incremento de vida útil dos mesmos. Trata-se de um quadro que agrega os importes detalhados a seguir:
 - a. ***Bens Imóveis e Construções:*** Registra os gastos decorrentes e da manutenção de locais e imóveis que forma parte do imobilizado da empresa.
 - b. ***Material Informático:*** registra todos os gastos decorrentes e da manutenção do material de informática que forma a parte do imobilizado da empresa.
 - c. ***Elementos de Transporte:*** Registra todos os gastos decorrentes e da manutenção dos veículos que forma a parte do imobilizado da empresa.
 - d. ***Instalações Técnicas:*** Registra os gastos decorrentes e da manutenção de Instalações Técnicas afetadas pela atividade de distribuição pela empresa

e que não supõe o incremento da vida útil das mesmas, manutenção da rede de alta pressão, média e baixa pressão.

3. **Utilidades e Serviços:** Imputa os gastos decorrentes a aquisição de utilidade e serviços não estocáveis. Trata-se de um quadro de cálculo que agrega os importes detalhados a seguir:
 - a. **Água, gás, eletricidade, combustíveis.**
 - b. **Telefones e outras comunicações.**
 - c. **Correio**
 - d. **Material de Escritório.**
4. **Serviços Corporativos:** Agrupa as despesas decorrentes da cessão de Licença de Uso de Direito de Softwares da SPS com a Gas Natural Sdg.
5. **Quotas e Associações:** Registra as despesas correspondentes a quotas de associações a que pertence à empresa.
6. **Serviços Profissionais Independentes:** Imputa os gastos decorrentes com profissionais externos por serviços prestados para empresa. Trata-se de um quadro de cálculo que agrega os importes detalhados a seguir:
 - a. **Jurídico:** Registra os gastos pela obtenção de serviços jurídicos e assessoria legal.
 - b. **Auditorias e Assessoria:** Registra as despesas por realização de Auditorias e Assessoria Técnicas.
7. **Publicidade, Propaganda e Relações Públicas:** Imputa os gastos decorrentes por serviços de Publicidade, Propaganda, Investigação, Publicações, Filmagens, Identidade Corporativa, Patrocínios, Gastos Relações Públicas.
8. **Seguros:** Imputa os gastos decorrentes pela contratação de seguros, exceto aqueles que se refere a pessoa física da empresa. Trata – se de um quadro de cálculo que agrega os importes detalhados a seguir:
 - a. **Planos de Seguros integrados:** Registra os gastos correspondentes aos custos de seguros do grupo para a cobertura de contingências associadas a as atividades da empresa.
 - b. **Elementos de Transporte:** Registra os gastos correspondentes a contratação de seguros para a cobertura de veículos da empresa e possíveis danos.
 - c. **Seguros por Outros conceitos:** Registra os gastos correspondentes a contratação de seguros para a cobertura de qualquer contingência.
9. **Despesas de Viagem:** Imputa as despesas decorrentes por realizações de viagens, deslocamentos, hospedagens.
10. **Gastos de Atividade Comercial:**
 - a. **Serviços de Comercialização:** Registra os custos correspondentes a comercialização dos produtos da empresa.

- b. **Despesas Comerciais Captação Clientes Residenciais:** Registra as despesas decorrentes do custo da instalação interna instalada na residência do cliente, necessária para o consumo do gás natural. A SPS incorre neste gasto já que o seu alto custo não é suportável pelos clientes e inviabilizaria a expansão do gás natural no segmento residencial.
 - c. **Serviços de Adequação de Instalações:** Agrupa as despesas relacionadas com os gastos decorrentes de adequar as instalações existentes de GLP dos clientes residenciais e comerciais para o uso do gás natural.
 - d. **Controle de Qualidade:** Registra as despesas correspondentes aos controles de Qualidade efetuados pela SPS.
11. **Gastos de Serviço Cliente:** Imputa os gastos decorrentes a subcontratação de serviços próprios de sua operação. Trata-se de um quadro de cálculo que agrega os importes detalhados a seguir:
- a. **Leitura de Medidores:** Registra os custos correspondentes a serviços de leitura de medidores de clientes.
 - b. **Cobrança Bancária:** Registra os custos correspondentes a serviços de gestão de cobrança.
 - c. **Telefone de Gás:** Registra os custos correspondentes a serviços de atenção telefônica e *Call Center*.
 - d. **Controle de Qualidade de Leituras.**
12. **Outros Serviços Exteriores:** Registra os custos por operações de terceiros.
13. **Estações de Transferência de Custódia:** São incluídos os custos referentes aos Citygates de Sorocaba Norte e Itapetininga que serão pagos a Petrobras, mas que não serão da propriedade da SPS
14. **Tributos e Taxas** são incluídos os tributos e as taxas decorrentes da operação da empresa, tais como a Taxa de Fiscalização da CSPE, CPMF e IPTU.
15. **Inadimplência,** inclui as despesas relacionadas com a inadimplência dos clientes e as perdas nas que incorre a SPS.

As seguintes observações podem ser feitas sobre os dados apresentados.

Primeiramente, é importante notar que os gastos de pessoal crescem pouco no período, e são pouco significativos no total. Isto significa que o desenvolvimento da empresa está planejado basicamente com contratos de serviços de terceiros.

O incremento de custos de serviços de terceiros se observa nos itens “Manutenção e Conservação”, “Gasto Serviço Cliente”, “Aluguéis”, “Serviços Corporativos” e “Serviços Profissionais Independentes”. O crescimento desses gastos é consequência do crescimento do número de usuários e instalações no período.

Uma outra observação refere-se aos gastos correspondentes a “Despesas Comerciais Captação Clientes Residenciais” e “Serviços de Adequação de Instalações”, que não são consideradas imputáveis ao serviço concedido; conseqüentemente as despesas a considerar foram reduzidas em aproximadamente 30%, em todos os anos do ciclo. O

quadro a seguir apresenta o resultado considerado para fins da Concessão, indicando o total proposto pela Concessionária e as parcelas deduzidas.

Ajuste Despesas 2º Ciclo Tarifário	2005	2006	2007	2008	2009
Despesas Operacionais Totais (R\$)	32.771.341	29.771.236	30.410.100	32.099.512	32.996.523
Despesas Comerciais – Captação Clientes Residenciais (R\$)	(11.059.657)	(9.496.028)	(11.202.129)	(11.399.335)	(11.228.345)
Serviços de adequação das instalações de novos clientes (R\$)	(934.255)	(1.121.080)	(1.028.533)	(1.061.031)	(1.073.580)
Despesas Operacionais Correspondentes à Concessão ¹ (R\$)	20.777.428	19.154.128	18.179.438	19.639.146	20.694.598

Obs.: 1. Não inclui as despesas referentes a Pesquisa e Desenvolvimento

Finalmente, observam-se gastos significativos correspondentes às Estações de Transferência de Custódia, devido a contribuições da Concessionária à construção das ETC, ativos que são de propriedade da TBG.

Outros itens de gastos estão detalhados e devidamente justificados pela Concessionária.

Cabe salientar que a Concessionária não apresentou para o PN os quantitativos de pessoal, veículos, equipamentos etc. Por este motivo, não é possível fazer uma análise nesse nível de detalhe; em decorrência, desenvolve-se, no item a seguir, uma análise global das despesas.

II.5 Análise das Informações do Plano de Negócios

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela Gas Natural SPS, no Plano de Negócios apresentado à CSPE, foi realizada através da avaliação de alguns indicadores calculados a partir dos montantes informados para as despesas operacionais, uma vez realizados os ajustes correspondentes. Apresentam-se a seguir os indicadores mais importantes.

INDICADORES	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009
Despesas/Ano Ajustadas (R\$)	20.777.428	19.154.128	18.179.438	19.639.146	20.694.598
Usuários Totais (Qde.)	21.885	29.876	37.575	45.836	53.937
Despesas por Usuário (R\$/usu.)	949	641	484	428	384
Comprimento Total Rede (km)	949	1.189	1.320	1.429	1.530
Despesas/km de Rede (R\$/km)	21.903	16.115	13.774	13.741	13.525

O mais importante dos indicadores corresponde ao gasto total por cliente. Neste indicador, observa-se uma distorção no começo do período, quando a empresa é ainda de pequeno porte. Entretanto, no final do segundo ciclo, mais precisamente no ano 2009, quando a Concessionária atinge valores de extensão de rede e quantidade de clientes mais expressivos, o gasto por cliente é cerca de R\$ 384, ou seja, um valor aproximado ao das concessionárias de grande porte, e menor que os patamares praticados no Brasil. Portanto as despesas se encontram em um nível aceitável.

Em relação aos gastos totais por quilômetro de rede, pode-se dizer que o valor é relativamente baixo devido a dois fatores: a) a dispersão dos clientes na área de concessão acarreta a necessidade de mais km de rede por cliente e, portanto, os gastos com administração e comercial resultam mais diluídos; b) de um modo geral a empresa apresenta valores razoáveis em suas projeções de gastos.

Como conclusão geral, pode-se dizer que a empresa apresenta gastos apropriados. Os indicadores são os esperados para uma empresa de distribuição de gás canalizado no final do segundo ciclo.

II.6 Proposta da CSPE

Os indicadores calculados a partir das despesas operacionais apresentadas pela Concessionária mostram uma tendência correta, consistente com os valores praticados por outras distribuidoras de gás canalizado. Levando em consideração que a empresa iniciou sua operação em 2002, verifica-se que ao final do ciclo analisado a empresa ainda não atingirá a escala para as devidas vantagens em sua gestão, e, apesar disso, apresenta valores de despesas aceitáveis para concessionárias de gás canalizado. Conseqüentemente propõe-se não realizar mudanças ao plano de despesas projetado para o segundo ciclo tarifário, exceto aqueles itens identificados anteriormente (considerados não imputáveis ao serviço concedido).

ANEXO III - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS

Neste Anexo, é apresentada a análise dos valores monetários dos investimentos (CAPEX), previstos para o segundo ciclo tarifário, no Plano de Negócios apresentado pela Gas Natural SPS à CSPE, a serem introduzidos na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), utilizada para a determinação do valor inicial da Margem Máxima (parâmetro P_0).

III.1 Metodologia Aplicada

A análise dos preços unitários dos investimentos em rede, projetados no Plano de Negócios, é baseada em três fontes de informação descritas a seguir:

- Preços do mercado brasileiro e de outros mercados da região, obtidos de empreiteiros, fornecedores de materiais e obras realizadas por outras Concessionárias de distribuição de gás canalizado;
- Preços históricos da própria Concessionária;
- Preços dos investimentos projetados pela Gas Natural SPS no Plano de Negócios.

As informações de fornecedores, empreiteiros e obras realizadas por outras Concessionárias permitem comparar os valores apresentados pela Gas Natural SPS com aqueles praticados por outras empresas. Em particular, nas obras de gás canalizado as condições atuais para efetuar comparações são adequadas, uma vez que em todo o Brasil estão sendo desenvolvidas redes em áreas urbanas, gasodutos de interconexão e de fornecimento a usuários industriais. Nessa comparação, devem ser consideradas as diferenças existentes nos custos regionais.

Uma vez obtidos os dados de mercado e considerando os dados históricos da Concessionária, é realizada a análise dos valores propostos para os investimentos projetados. Havendo necessidade, esses valores são ajustados com base em preços de referência.

Finalmente, fez-se uma análise da razoabilidade dos comprimentos planejados, analisando os mapas apresentados pela concessionária e alguns indicadores de densidade de usuários.

III.2 Informação Histórica

A informação histórica da empresa se resume aos anos de 2002 a 2004 (até junho). Nesse período, foram analisados os investimentos globalmente em função dos quilômetros de rede construídos e das tubulações que correspondem aos componentes mais importantes no montante total de investimentos. A tabela a seguir apresenta os investimentos realizados em 2002, 2003 e 2004:

Ref.: JUNHO 2004	R\$ mil
Intangível	-
Terrenos	35
Edifícios	
Estruturas e benfeitorias	136
Equipamentos e instalações	10.394
Veículos	438
Rede de distribuição	108.680
Ramais	
Gerais	
Medidores	
Móveis e utensílios	685
Obras em andamento	
Materiais para construção	
Total	120.369

Os investimentos de “Rede de distribuição” e “Equipamentos e instalações” correspondem a 525,68 km de comprimento. O preço médio global destes investimentos resulta em R\$ 227 por metro. A seguir apresentam-se os principais componentes dos investimentos realizados, abertos por nível de pressão.

Tubulações	Unidade	AP aço 500 psig	AP aço 250 psig	MP PE80 55psig
Custo Total	R\$	43.305.904,81	21.891.175,55	20.840.857,77
Comprimento	m	127.005	83.693	314.983
Custo Unitário Obra	R\$/m	239,11	195,29	57,75
Custo Unitário Material	R\$/m	101,87	66,28	8,42
Custo Unitário Total	R\$/m	340,98	261,57	66,17

Os preços unitários praticados pela Concessionária se apresentam adequados tanto no que se refere a materiais como nos custos de instalação.

III.3 Informação do Plano de Negócios

A seguir são apresentadas as informações resumidas das projeções realizadas pela Gas Natural SPS.

As informações utilizadas como base foram apresentadas pela Gas Natural SPS à CSPE em setembro e outubro de 2004. Incluem-se nessas informações os arquivos classificados por sistema de distribuição, além do arquivo resumo dos investimentos.

Nos arquivos de cada sistema encontram-se os investimentos projetados para todo o período por instalação (Tubulações, Conjunto de Válvulas, Estação de Transferência de Custódia, Estação de Odorização etc.), com as quantidades e os preços unitários.

No arquivo resumo, encontram-se os montantes de investimento ano a ano para cada sistema de distribuição, identificados separadamente em Rede de Aço, Rede de Polietileno, Estação de Controle de Pressão (ECP), Odorização, e Outros Investimentos.

A tabela a seguir apresenta os investimentos em rede por sistema de distribuição.

unidade: R\$

CAPEX	2005	2006	2007	2008	2009
ARAÇARIGUAMA	5.037.210	1.844.766	781.943	811.395	676.734
AVARÉ	3.202.649	0	0	244.350	0
L. PAULISTA	55.388.825	7.943.555	3.123.975	2.364.189	1.362.498
SOROCABA	13.429.422	14.924.609	11.792.244	9.889.978	9.305.741
TATUÍ	1.132.516	1.131.023	1.050.238	1.011.257	998.976
ITAPETININGA	6.777.209	5.119.277	3.415.086	1.234.907	954.626
C. LANGE	1.277.344	1.493.212	0	0	0
IPERÓ	4.225.988	534.710	0	0	0
BOTUCATU	0	47.038.374	2.515.169	1.260.796	881.877
TOTAL	90.471.161	80.029.526	22.678.656	16.816.872	14.180.452

Os investimentos por ano e tipo de equipamento são apresentados na tabela a seguir.

unidade: R\$

CAPEX	2005	2006	2007	2008	2009
Tubulações AP Aço	59.797.167	51.131.472	5.015.916	1.553.746	517.738
Tubulações MP Aço	565.775	480.375	320.250	240.188	160.125
Tubulações PE	13.381.230	9.715.043	9.082.787	7.544.689	7.089.723
Válvulas	905.163	748.584	0	0	0
Est Reg	1.367.206	722.592	0	0	0
Ramais	3.630.870	4.221.570	3.532.353	3.807.750	3.373.047
Medidores	4.897.837	5.346.039	4.727.350	3.670.500	3.039.819
Outros investimentos	5.925.914	7.663.850	0	0	0
TOTAL	90.471.161	80.029.526	22.678.656	16.816.872	14.180.452

A seguir apresentam-se as quantidades correspondentes a esses investimentos em rede.

Quantidades	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Tubulações AP Aço (m)	149.731	116.425	20.755	6.050	1.940	294.901
Tubulações MP Aço (m)	2.120	1.800	1.200	900	600	6.620
Tubulações PE (metros)	131.074	121.734	109.287	102.447	98.311	562.853
Válvulas (quantidade)	33	10	0	0	0	43
Est Reg (quantidade)	7	3	0	0	0	10
Ramais (m)	17.475	20.021	17.282	19.178	16.709	90.666
Medidores (Qde. usuários)	7.566	7.991	7.697	8.260	8.101	39.615

O Plano de Negócios projeta a instalação de 864 km de rede para o segundo ciclo tarifário, considerando os investimentos totais em redes de R\$ 224 milhões. O custo médio de rede, apresentado pela Concessionária, é de cerca de R\$ 259 por metro.

O desenvolvimento da rede apresenta a seguinte lógica: até 2006 são realizados investimentos relativos à construção das redes de aço, para conectar os sistemas planejados e ligar os usuários de maior porte, principalmente industriais e GNV; ao

mesmo tempo, ao longo do período, se desenvolve a rede de PE, para conectar os usuários de menor consumo, principalmente comerciais e residenciais.

A tabela a seguir apresenta a evolução da densidade de usuários por extensão de rede.

Densidade de usuários na rede	2005	2006	2007	2008	2009
Extensão acumulado da rede (m)	948.614	1.188.573	1.319.815	1.429.212	1.530.063
Número acumulado de usuários	21.885	29.876	37.575	45.836	53.937
Densidade (m/usuário)	43	40	35	31	28

A extensão de rede considerada inclui os trechos de interconexão de sistemas, ou seja, as densidades excluindo estes trechos são inferiores àquelas apresentadas na tabela. Para serem atingidos os valores de densidade de usuários apresentados, no período, será necessária uma política agressiva da Concessionária, na captação de usuários residenciais e comerciais, possivelmente com subsídio das instalações internas.

Tubulações

Na tabela a seguir são apresentados os custos unitários médios das tubulações:

Custo R\$/km	2005	2006	2007	2008	2009
Tubulações AP Aço	399.365	439.179	241.673	256.818	266.875
Tubulações MP Aço	266.875	266.875	266.875	266.875	266.875
Tubulações PE	102.089	79.805	83.109	73.645	72.115

Os custos unitários da rede de aço, tanto em AP como em MP, são consistentes com os custos históricos, que são razoáveis, como anteriormente comentado. Quanto às redes de PE, os custos unitários são maiores que os históricos, devido à inclusão de rede de 100 psig (PE alta densidade), de maior custo que a de 55 psig (PE média densidade). De qualquer modo, os custos de PE apresentados permanecem razoáveis.

III.4 Referências de Mercados

Neste Anexo são apresentados os preços obtidos em pesquisas realizadas no mercado, para obras em aço e polietileno, no Brasil e na região. Em cada tabela são indicadas as respectivas fontes das informações.

As Tubulações correspondem ao item mais significativo dos investimentos, tanto nos ativos constantes do histórico como no Plano de Negócios. O maior número de amostras levantadas, portanto, refere-se a esse item. A seguir encontram-se apresentados os preços levantados para as tubulações em polietileno e aço:

Tubulações de PE Área Urbana com Materiais (2003)	unid.	63 mm	90 mm	125 mm	150 mm	180 mm
Urbana Pavimento e Calçada ¹	R\$/m			170	190	200
Urbana Natural ¹	R\$/m			105	120	140
Médio Área Urbana ²	R\$/m					240
Área Urbana ³	R\$/m		105	165		205
Área Urbana ³ (Interior)	R\$/m	95	100	200		280
Média Preço	R\$/m	95	103	178	190	231

- (1) Preços de obras de São Paulo e Paraná;
 (2) Preços de obras do Rio de Janeiro;
 (3) Preços de obras de Montevidéu e interior do Uruguai.

Tubulações de Aço (sem Materiais) (2003)	unid.	4"	6"	8"	10"	14"	20"	30"
Urbana Pavimento e Calçada ¹	R\$/m	200	225	235	260			
Urbana Natural ¹	R\$/m	110	120	175	180			
Interior Urbana Pav. e Calçada ¹	R\$/m	140	180	185	190			
Interior Urbana Natural ¹	R\$/m	110	140	145	140			
Interior Pavimento ¹	R\$/m	130	140	200	290			
Interior Natural ¹	R\$/m	65	80	80	90			
Urbana ²	R\$/m	350		400		460		
Rural ²	R\$/m	200		230		290		
Urbana ²	R\$/m			190		420		
Rural ²	R\$/m			150		250		
Área Urbana ³	R\$/m		210	270				
Metropol Urbana ²	R\$/m	240	360	480	600	840	1200	1.800
Metropol Rural ²	R\$/m	144	216	288	360	504	720	1.080
Média Preço Máximo	R\$/m	212	223	280	335	573	1.200	1.800
Média Preço Mínimo	R\$/m	126	139	178	193	348	720	1.080

- (1) Preços de obras de São Paulo e Paraná;
 (2) Preços de obras do Rio de Janeiro;
 (3) Preços de obras de Montevidéu e Interior do Uruguai;

Tubulações Aço¹ (Material) 2003	500 psig 10"	250 psig 12"	250 psig 8"	100 psig 10"	100 psig 6"
R\$/m	240	200	160	140	100

- (1) Preços de fornecedores brasileiros.

III.5 Comparações de preços

Anteriormente, foi constatado que os preços de tubulações do Plano de Negócios mantêm-se nos mesmos patamares históricos da Concessionária. Comparando com os preços pesquisados no mercado, pode-se verificar que também se encontram no mesmo nível, tanto para o Aço como para o PE.

Os preços referentes às Estações Reguladoras e Válvulas são adequados e os montantes globais de investimentos destes itens, dado serem reduzidas suas quantidades, têm participação pouco significativa no total dos investimentos.

Quanto a ramais e medidores para usuários residenciais e comerciais, o custo global previsto por usuário encontra-se na tabela a seguir.

Ramal e medidor	R\$/usuário
Residencial 0-130 m ³ /mês	710
Residencial 130-5.000 m ³ /mês	2.900
Comercial 0-1.000 m ³ /mês	900
Comercial 1.000-50.000 m ³ /mês	2.900

Os custos unitários dos componentes de cada conjunto de ramal e medidor mostram-se diferentes dos valores utilizados na análise, porém, quando tomados em conjunto, o valor global mostra-se razoável e, portanto, não foram ajustados.

Para consumidores industriais e GNV, com consumos até 300.000 m³/mês, o preço unitário do conjunto ramal-ERM varia de R\$ 30.000 a R\$ 65.000, valores compatíveis com os preços praticados no mercado. Para consumos maiores, os preços são obtidos caso a caso, não sendo possível sua comparação com referências unitárias.

III.6 Proposta da CSPE

A análise dos investimentos propostos no Plano de Negócios da Gas Natural SPS permitiu verificar que os preços praticados se enquadram razoavelmente com os esperados, levando em consideração as informações de mercado disponíveis e os próprios antecedentes da empresa. Conseqüentemente, não foram modificados os preços unitários de investimento projetados para o segundo ciclo tarifário.

No cronograma de obras predomina a construção das redes de aço até 2006 e o desenvolvimento em todo o ciclo da rede de distribuição de polietileno. Conseqüentemente, foram aceitos os valores apresentados. Os investimentos anuais considerados na determinação do valor inicial da Margem Máxima para o segundo ciclo tarifário são os apresentados na tabela a seguir.

unidade: R\$

CAPEX considerados	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Investimentos de Rede	90.471.161	80.029.526	22.678.656	16.816.872	14.180.452	224.176.667
Outros Investimentos	1.235.900	562.400	215.080	367.200	203.400	2.583.980
CAPEX TOTAL	91.707.061	80.591.926	22.893.736	17.184.072	14.383.852	226.760.647

O item Outros Investimentos (não específicos) é composto de investimentos nas áreas de informática, transporte e imobilizado imaterial.

ANEXO IV: BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA EM 30 DE JUNHO DE 2004

Ref.: junho 2004		
Ativos em 30/06/ 2004 (R\$ mil)	Bruto	Líquido
Intangível	-	-
Terrenos	35	-
Edifícios		-
Estruturas e benfeitorias	136	-
Equipamentos e instalações	10.394	-
Veículos	438	-
Rede de distribuição	108.680	-
Ramais		-
Gerais		-
Medidores		-
Móveis e utensílios	685	-
Obras em andamento		-
Materiais para construção		-
Total	120.369	-
Ativo junho 2004	120.369	116.422
IGP-M médio de jun/03 a jun/04	5,68%	
REL Ativo Bruto/Ativo Líquido	103,39%	
Ativo junho 2004 [R\$ milhão] corrigido	127,21	123,04

ANEXO V – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P₀ PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE NEGÓCIOS

CÁLCULO P0		2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
REL AB/AL	103,39%						
Capital	60%						
Dívida	40%						
Imposto de Renda + CSSL	34%						
Taxa Média Anual Depreciação Ativos		3,59%	3,56%	3,58%	3,60%	3,62%	3,64%

DESENVOLVIMENTO DO CÁLCULO DO P0

Dados de Entrada - Valores Monetários em R\$ Jun/2004		jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Gás Vendido	[MMm3]	-	204,73	309,02	394,48	510,57	543,47	567,49
Gás Vendido Médio Diário	[MMm³/d]	-	0,56	0,85	1,08	1,40	1,49	1,55
Incremento vendas por ano	[MMm³/d]	-	204,73	104,30	85,45	116,09	32,90	24,02
% Incremento ano	%	-	-	51%	28%	29%	6%	4%
P0	[R\$/m3]	0,1916	0,1916	0,1916	0,1916	0,1916	0,1916	0,1916
Receitas @ P0	[MRS]	-	39,22	59,21	75,58	97,82	104,13	108,73
Investimentos durante período	[MMRS]	-	38,98	91,71	80,59	22,89	17,18	14,38
Baixas BRRB durante período	[MMRS]	-	-	-	-	-	-	-
BRRB final período	[MMRS]	127,21	166,18	257,89	338,48	361,38	378,56	392,94
AB Contábil final período	[MMRS]	127,21	166,18	257,89	338,48	361,38	378,56	392,94
Depreciação BRRB	[MMRS]	-	5,27	7,55	10,68	12,58	13,39	14,05
Depreciação Contábil	[MMRS]	-	5,27	7,55	10,68	12,58	13,39	14,05
Receitas @ Gás	[MMRS]	-	-	-	-	-	-	-
BRRB em Jun 2004	[MMRS]	123,04	-	-	-	-	-	-
Capital de Giro	[MRS]	0,012	-	2,39	3,61	4,61	5,97	6,35
Opex	[MMRS]	-	-	20,78	19,30	18,37	19,88	20,95

A - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
RECEITAS							
Receitas Vendas (líquidas)	[MRS]		59,21	75,58	97,82	104,13	108,73
Receitas serviço de distribuição	[MRS]		59,21	75,58	97,82	104,13	108,73
Outras receitas	[MRS]		-	-	-	-	-
Outras receitas	[MRS]		-	-	-	-	-
Total Receitas	[MRS]		59,21	75,58	97,82	104,13	108,73
DESPESAS	[MRS]						
Custos de Gás Commodity	[MRS]		-	-	-	-	-
Compras de Gás	[MRS]		-	-	-	-	-
Custos de Transporte	[MRS]		-	-	-	-	-
Compras de Transporte	[MRS]		-	-	-	-	-
Custos de Distribuição	[MRS]		(28,33)	(29,99)	(30,95)	(33,28)	(35,00)
Custos de Distribuição	[MRS]		(20,78)	(19,30)	(18,37)	(19,88)	(20,95)
Depreciação Ativos Fixos	[MRS]		(7,55)	(10,68)	(12,58)	(13,39)	(14,05)
Total Despesas	[MRS]		(28,33)	(29,99)	(30,95)	(33,28)	(35,00)
Receitas antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)	[MRS]		38,43	56,28	79,45	84,24	87,77
Lucro (Prejuízo) antes de juros e impostos (EBIT)	[MRS]		30,88	45,59	66,87	70,85	73,72

B - BALANÇO GERAL

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Ativos Negócio							
Capital de Giro		2,39	3,61	4,61	5,97	6,35	6,64
Ativos Fixos	127,21	166,18	257,89	338,48	361,38	378,56	392,94
Depreciações acumuladas	-4,17	-9,44	-16,99	-27,68	-40,26	-53,65	-67,70
Total Ativo Negócio	123,04	159,14	244,51	315,42	327,09	331,26	331,88
Passivos e Patrimônio							
Dívida total	49,21	63,65	97,80	126,17	130,83	132,50	132,75
Patrimônio	73,82	95,48	146,71	189,25	196,25	198,76	199,13
Total Passivo e Patrimônio	123,04	159,14	244,51	315,42	327,09	331,26	331,88

FLUXO DE CAIXA LIVRE

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
EBIT * (1 - taxa de imposto)			20,38	30,09	44,14	46,76	48,66
(+) Depreciação Contábil			7,55	10,68	12,58	13,39	14,05
(-) Investimentos de Capital			-91,71	-80,59	-22,89	-17,18	-14,38
(-) Capital de Giro			-1,22	-1,00	-1,36	-0,38	-0,28
(+) Recuperação/Amortização de ágio			-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre			-64,99	-40,82	32,47	42,59	48,04

Valor residual

Fluxo do Negócio	-159,14	-64,99	-40,82	32,47	42,59	379,92
------------------	---------	--------	--------	-------	-------	--------

TIR	13,66%
WACC	13,66%

Valor presente líquido do fluxo livre de caixa	159,14
Bens de uso ao início	-159,14
Diferença	0,00

P0 - [R\$/m3] @ R\$ Jun/04	0,1916
----------------------------	--------

ANEXO VI – DETALHAMENTO CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD) VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA

TOTAL - IND/COM/RES/GNV	MAI/03	JUN/03	JUL/03	AGO/03	SET/03	OUT/03
Margem vigente (R\$/m ³) corrente	0,1944	0,2656	0,2606	0,2805	0,2545	0,2461
IGP-M índice	289,747	286,843	285,649	286,735	290,127	291,229
Margem vigente (R\$/m ³) corrigida	0,2109	0,2912	0,2868	0,3076	0,2758	0,2657
Volume (m ³)	6.456.672	6.215.241	7.354.035	7.039.371	9.550.458	10.937.296
(Margem vigente (R\$/m ³) corrigida) x (volume (m ³))	1.361.773	1.809.664	2.109.129	2.165.153	2.634.142	2.906.341

TOTAL - IND/COM/RES/GNV	NOV/03	DEZ/03	JAN/04	FEV/03	MAR/04	ABR/04
Margem vigente (R\$/m ³) corrente	0,2574	0,2896	0,2379	0,2339	0,2284	0,2400
IGP-M índice	292,657	294,455	297,039	299,097	302,484	306,151
Margem vigente (R\$/m ³) corrigida	0,2766	0,3093	0,2518	0,2459	0,2374	0,2465
Volume (m ³)	10.130.751	7.574.237	14.500.478	15.966.345	18.088.243	15.777.779
(Margem vigente (R\$/m ³) corrigida) x (volume (m ³))	2.802.090	2.342.355	3.651.352	3.926.464	4.294.017	3.889.612

TOTAL - IND/COM/RES/GNV	MAI/04	JUN/04	JUL/04	AGO/04	SET/04	OUT/04
Margem vigente (R\$/m ³) corrente	0,2413	0,2562	0,2688	0,2501	0,2544	0,2638
IGP-M índice	310,152	314,419	318,532	322,412	324,651	325,925
Margem vigente (R\$/m ³) corrigida	0,2446	0,2562	0,2654	0,2439	0,2464	0,2545
Volume (m ³)	16.977.322	17.894.955	16.438.474	20.410.397	20.024.055	17.759.102
(Margem vigente (R\$/m ³) corrigida) x (volume (m ³))	4.153.448	4.584.206	4.362.247	4.979.002	4.933.596	4.518.885

Volume (m³)	239.095.211
(Margem vigente (R\$/m³) corrigida) x (volume (m³))	61.423.476
Margem vigente corrigida por IGP-M e ponderada por volume (R\$/m³)	0,2569

ANEXO VII – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P₀ PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE METAS MÍNIMAS

CÁLCULO P0		2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
REL AB/AL	103,39%						
Capital	60%						
Divida	40%						
Imposto de Renda + CSSL	34%						
Taxa Média Anual Depreciação Ativos		3,59%	3,56%	3,58%	3,60%	3,62%	3,64%

DESENVOLVIMENTO DO CÁLCULO DO P0

Dados de Entrada - Valores Monetários em R\$ Jun/2004		jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Gás Vendido	[MMm3]	-	204,73	298,82	375,22	488,05	515,12	536,75
Gás Vendido Médio Diário	[MMm³/d]	-	0,56	0,82	1,03	1,34	1,41	1,47
Incremento vendas por ano	[MMm³/d]	-	204,73	94,09	76,40	112,83	27,07	21,63
% Incremento ano	%	-	-	46%	26%	30%	6%	4%
P0	[R\$/m3]	0,1715	0,1715	0,1715	0,1715	0,1715	0,1715	0,1715
Receitas @ P0	[MRS]	-	35,10	51,24	64,34	83,68	88,32	92,03
Investimentos durante período	[MMRS]	-	38,98	69,73	64,24	10,95	3,88	1,81
Baixas BRRB durante período	[MMRS]	-	-	-	-	-	-	-
BRRB final período	[MMRS]	127,21	166,18	235,91	300,15	311,11	314,99	316,80
AB Contábil final período	[MMRS]	127,21	166,18	235,91	300,15	311,11	314,99	316,80
Depreciação BRRB	[MMRS]	-	5,27	7,16	9,60	10,99	11,33	11,50
Depreciação Contábil	[MMRS]	-	5,27	7,16	9,60	10,99	11,33	11,50
Receitas @ Gás	[MMRS]	-	-	-	-	-	-	-
BRRL em Jun 2004	[MMRS]	123,04	-	-	-	-	-	-
Capital de Giro	[MRS]	0,012	-	2,39	3,49	5,71	6,02	6,28
Opex	[MMRS]	-	-	17,02	14,84	13,06	13,73	14,04

A - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
RECEITAS							
Receitas Vendas (líquidas)	[MRS]		51,24	64,34	83,68	88,32	92,03
Receitas serviço de distribuição	[MRS]		51,24	64,34	83,68	88,32	92,03
Outras receitas	[MRS]		-	-	-	-	-
Outras receitas	[MRS]		-	-	-	-	-
Total Receitas	[MRS]		51,24	64,34	83,68	88,32	92,03
DESPESAS	[MRS]						
Custos de Gás Commodity	[MRS]		-	-	-	-	-
Compras de Gás	[MRS]		-	-	-	-	-
Custos de Transporte	[MRS]		-	-	-	-	-
Compras de Transporte	[MRS]		-	-	-	-	-
Custos de Distribuição	[MRS]		(24,18)	(24,45)	(24,05)	(25,06)	(25,54)
Custos de Distribuição	[MRS]		(17,02)	(14,84)	(13,06)	(13,73)	(14,04)
Depreciação Ativos Fixos	[MRS]		(7,16)	(9,60)	(10,99)	(11,33)	(11,50)
Total Despesas	[MRS]		(24,18)	(24,45)	(24,05)	(25,06)	(25,54)
Receitas antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)	[MRS]		34,21	49,49	70,62	74,60	78,00
Lucro (Prejuízo) antes de juros e impostos (EBIT)	[MRS]		27,05	39,89	59,63	63,26	66,49

B - BALANÇO GERAL

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Ativos Negócio							
Capital de Giro		2,39	3,49	4,39	5,71	6,02	6,28
Ativos Fixos	127,21	166,18	235,91	300,15	311,11	314,99	316,80
Depreciações acumuladas	-4,17	-9,44	-16,60	-26,21	-37,20	-48,53	-60,03
Total Ativo Negócio	123,04	159,14	222,81	278,34	279,62	272,48	263,04
Passivos e Patrimônio							
Divida total	49,21	63,65	89,12	111,33	111,85	108,99	105,22
Patrimônio	73,82	95,48	133,68	167,00	167,77	163,49	157,83
Total Passivo e Patrimônio	123,04	159,14	222,81	278,34	279,62	272,48	263,04

FLUXO DE CAIXA LIVRE

	jun/04	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
EBIT * (1 - taxa de imposto)			17,86	26,33	39,36	41,75	43,88
(+) Depreciação Contábil			7,16	9,60	10,99	11,33	11,50
(-) Investimentos de Capital			-69,73	-64,24	-10,95	-3,88	-1,81
(-) Capital de Giro			-1,10	-0,89	-1,32	-0,32	-0,25
(+) Recuperação/Amortização de ágio			-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre			-45,82	-29,20	38,08	48,89	53,32
Valor residual							263,04
Fluxo do Negócio		-159,14	-45,82	-29,20	38,08	48,89	316,37

TIR	13,66%
WACC	13,66%

Valor presente líquido do fluxo livre de caixa	159,10
Bens de uso ao início	-159,14
Diferença	-0,04

P0 - [R\$/m3] @ R\$ Jun/04	0,1715
----------------------------	--------

ANEXO VIII – ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN

O objetivo deste Anexo é realizar uma análise do mercado do plano de investimentos (CAPEX) previstos, para o segundo ciclo tarifário no Plano de Negócios, apresentado pela Gas Natural SPS à CSPE.

A CSPE realizou estudos específicos sobre as previsões de demanda de gás da Concessionária, contidas no Plano de Negócios, para cada um dos segmentos de usuários atuais e potenciais. A seguir estão apresentadas a evolução de usuários e de volumes, no segundo ciclo tarifário, correspondentes a cada um dos segmentos que compõem o mercado.

Total Anual de Usuários por Segmento (Qde.)	2005	2006	2007	2008	2009
Residencial	21.112	28.872	36.346	44.461	52.454
Comercial	561	727	905	1.026	1.122
Industrial	181	237	271	287	293
Cogeração	0	0	1	2	3
GNV	31	41	52	60	65
TOTAL	21.885	29.876	37.575	45.836	53.937

A evolução de usuários residenciais e comerciais mostra-se coerente com o desenvolvimento da rede de distribuição, essencialmente de PE.

Para os segmentos industrial, comercial e GNV, a captação de novos usuários é mais significativa nos primeiros anos, como esperado, tendo em vista que a rede é construída, inicialmente, para captar os usuários de maior consumo.

Quanto ao segmento Cogeração, o plano reflete a expectativa de captar alguns clientes ao final do ciclo, não existindo no momento potencialidade firme para esse tipo de usuários.

Volume Anual por Segmento (m³)	2005	2006	2007	2008	2009
Residencial	4.248.479	6.007.060	7.777.831	9.711.432	11.647.276
Comercial	5.337.765	6.600.133	8.359.826	9.835.279	10.848.670
Industrial	275.263.423	338.968.355	430.597.745	441.952.776	447.249.216
Cogeração	0	0	5.200.000	7.200.000	9.100.000
GNV	24.174.000	42.900.000	58.630.000	74.770.000	88.640.000
TOTAL	309.023.667	394.475.548	510.565.402	543.469.487	567.485.161

Para analisar os volumes projetados, é interessante verificar os consumos específicos de cada segmento, apresentados a seguir.

Consumos específicos (mensal em m³/usuário)	2005	2006	2007	2008	2009
Residencial	17	17	18	18	19
Comercial	793	757	770	799	806
Industrial	126.733	119.187	132.410	128.325	127.204
Cogeração	0	0	433.333	300.000	252.778
GNV	64.984	87.195	93.958	103.847	113.641

Para os usuários residenciais, o consumo específico projetado é correto para o interior de São Paulo, ainda tendo em conta que uma percentagem pouco significativa dos usuários corresponde a medidores coletivos. O mesmo acontece para os usuários comerciais. Para ambos os segmentos projeta-se um consumo específico praticamente constante, o que é coerente, dado que o crescimento de volume se deve fundamentalmente à conexão de novos usuários e não a mudanças previsíveis nas modalidades de consumo.

Nos usuários industriais também são observados consumos relativamente constantes durante o ciclo. Porém, neste caso, os valores decorrem da pesquisa ponto a ponto realizada pela Concessionária. Os potenciais usuários mostram-se atrativos para o atendimento devido a seu montante médio de consumo mensal.

Para o segmento GNV planejam-se consumos importantes, e uma evolução crescente, devido à conversão gradual do parque automotor. Cabe salientar que as expectativas de consumo neste segmento são fundamentadas, visto que a resposta do segmento, nas áreas onde se inicia a operação de gás natural, tende a se mostrar significativa.

Com base no exposto, considera-se que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotada pela Gas Natural SPS é adequada para os fins de revisão tarifária. O histórico recente indica que a empresa possui uma política adequada de expansão da oferta de gás natural. Em conseqüência, serão adotados, para fins de cálculo do valor inicial da Margem Máxima (P_0), os valores de volumes apresentados pela Concessionária, em seu Plano de Negócios.