



*CONSIDERAÇÕES DA ARSESP SOBRE*

*CONTRIBUIÇÕES DA AUDIÊNCIA PÚBLICA*

*AP-002/2010*

*REVISÃO TARIFÁRIA DA GÁS NATURAL SÃO*  
*PAULO SUL*

*TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO*

Maio de 2010



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>OBJETIVO</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>ABEGAS</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>ABRACE</b> .....	<b>4</b>
<b>3.1</b>	<b>MERCADO</b> .....	<b>4</b>
3.1.1	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO: .....	5
3.1.2	RETOMADA DO CRESCIMENTO E RECUPERAÇÃO DOS EFEITOS DA CRISE .....	7
3.1.3	COMPETITIVIDADE DO PREÇO DO GÁS .....	8
<b>3.2</b>	<b>ANÁLISE DOS DISPÊNDIOS DE CAPITAL (CAPEX)</b> .....	<b>9</b>
<b>3.3</b>	<b>OPEX</b> .....	<b>11</b>
3.3.1	COMPOSIÇÃO DO OPEX.....	11
3.3.2	OPEX PREVISTO NO SEGUNDO CICLO .....	13
3.3.3	OPEX PREVISTO PARA O TERCEIRO CICLO .....	15
3.3.4	GESTÃO DE COBRANÇA.....	16
3.3.5	COMPRA DE ODORANTE .....	17
<b>3.4</b>	<b>PROCESSO DE ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO</b> .....	<b>17</b>
<b>3.5</b>	<b>TERMO DE AJUSTE K</b> .....	<b>18</b>
<b>3.6</b>	<b>ESTRUTURA TARIFÁRIA</b> .....	<b>21</b>
<b>4</b>	<b>CIESP</b> .....	<b>23</b>
4.1	MODELO REGULATÓRIO.....	23
4.2	COBERTURA INSUFICIENTE NA ÁREA DE CONCESSÃO .....	25
4.3	AJUSTES DA RECEITA POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS NO SEGUNDO CICLO .....	30
<b>5</b>	<b>COGEN</b> .....	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>FIESP</b> .....	<b>34</b>
6.1	NÚMERO DE CLIENTES E CONSUMO ESPECÍFICO .....	34
6.2	RESULTADO DOS INCENTIVOS AOS INVESTIMENTOS DURANTE O SEGUNDO CICLO .....	36
6.3	AJUSTES DA RECEITA POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS NO SEGUNDO CICLO .....	37
6.3.1	SIGNIFICADO VPL.....	37
6.3.2	VOLUME NÃO CORRESPONDE AO APRESENTADO NA NOTA TÉCNICA NEM AO DA ABEGAS .....	38
<b>7</b>	<b>GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL</b> .....	<b>39</b>
7.1	OPEX: INSTALAÇÕES INTERNAS E PUBLICIDADE E PROPAGANDA .....	39
7.2	CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL .....	40
7.3	PERCENTAGEM DE PERDAS RECONHECIDAS .....	40
7.4	CUSTOS UNITÁRIOS DE TUBULAÇÕES .....	41
7.5	BRRL INICIAL.....	42
7.6	DEFINIÇÃO DO TERMO DE AJUSTE K 2010 .....	42



7.7	TARIFAS PROPOSTAS .....	42
8	IRS .....	43
8.1	INCONSISTÊNCIAS .....	43
8.2	PROJEÇÃO DE VOLUME .....	43
9	PREFEITURA MUNICIPAL DE AVARÉ E INDÚSTRIA DE PISOS DE AVARÉ .	44
10	QUANTUM.....	45
10.1	TAXA DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL (“WEIGHTED AVERAGE CAPITAL Cost” - WACC).....	45
11	SINDIGASISTA .....	45
12	AJUSTES À PREVISÃO DA ARSESP DO MERCADO .....	46



## 1 OBJETIVO

A ARSESP divulga a seguir suas considerações sobre as contribuições e exposições apresentadas durante a Audiência Pública N° 02/2010 realizada na Cidade de Sorocaba (Estado de São Paulo) no dia 13 de Maio de 2010, referente às seguintes Notas Técnicas:

- Nota Técnica n° GNSPS/03/2010 – Revisão Tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S/A. Terceiro Ciclo Tarifário – Cálculo da Margem Máxima de Abril de 2010;
- Nota Técnica n° GNSPS/04/2010 – Revisão Tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S/A. Terceiro Ciclo Tarifário – Estrutura Tarifária de Abril de 2010;
- Nota Técnica n° GNSPS/05/2010 - Definição do Termo de Ajuste K 2010 – Aplicação Gás Natural São Paulo Sul S/A de Abril de 2010.

## 2 ABEGAS

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS) apresentou as características da área de concessão da GNSPS e indicadores que comparam a GNSPS com outras empresas do setor no país.

### Comentário ARSESP:

**A ARSESP agradece a contribuição da ABEGAS que proporciona uma visão ampla das características principais da concessionária e a situação do desenvolvimento da concessão comparada com outras companhias de distribuição de gás canalizado no Brasil.**

## 3 ABRACE

A ABRACE apresentou três contribuições, sendo duas apresentações na ocasião da Audiência Pública (referente à Margem Máxima e Estrutura Tarifária), e um relatório “CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DA GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A”. As respostas da ARSESP aos itens pleiteados no Relatório também se aplicam aos itens das apresentações.

### 3.1 Mercado

A ABRACE pleiteou a seguinte proposta sobre o mercado: “... propõe-se que, no que concerne à demanda industrial, utilizar uma taxa de crescimento de mercado que não considere o período regulatório de 2008-2009, ou seja, utilizar uma taxa de crescimento de mercado igual ou superior a 8% ao ano.”

O pleito da ABRACE tem por base:

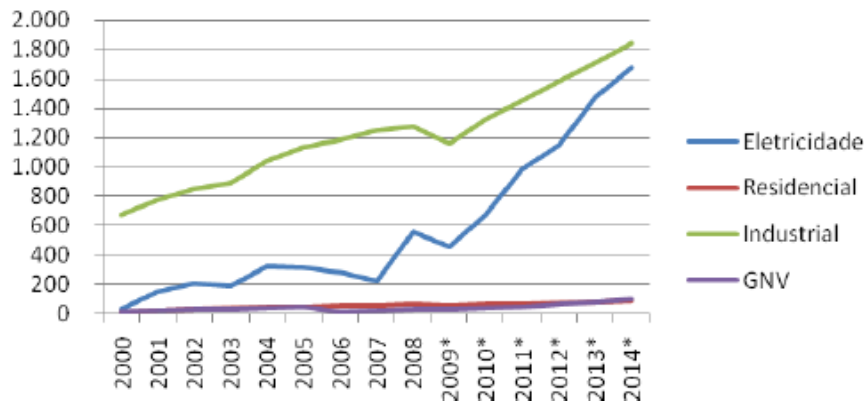
- Na análise do Mercado, as projeções de consumo de energia e dados da CERA e EPE
- Retomada do Crescimento pós-Crise



– Competitividade do Preço de Gás

### 3.1.1 Caracterização do Mercado:

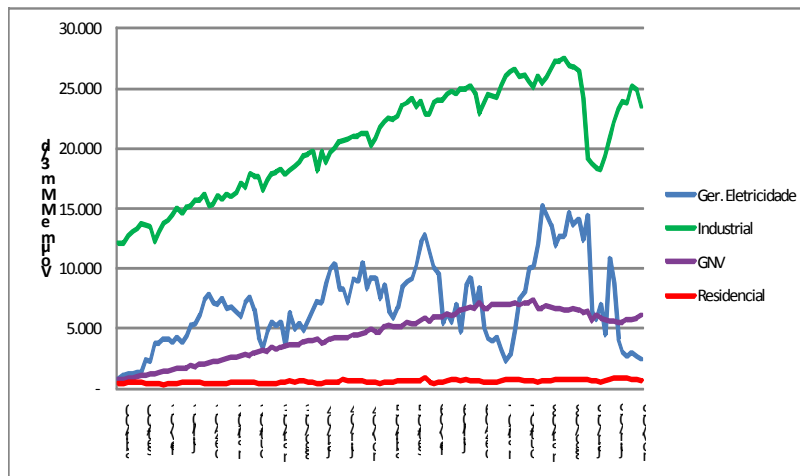
Caracterização do Mercado: A ABRACE apresenta o seguinte gráfico e afirma que “a figura ilustra a pequena capilarização do sistema de distribuição do mercado residencial e GNV”:



Fonte citado pela ABRACE: CERA 2009

#### Comentário ARSESP 1:

O gráfico apresentado pela ABRACE não reflete a realidade do comportamento histórico dos segmentos selecionados. De acordo com dados publicados pela ABEGÁS para consumo de gás no Brasil, o comportamento dos segmentos do mercado selecionados é ilustrado pelo seguinte gráfico:



Como pode ser observado, os dados da ABEGAS mostram um forte crescimento no mercado de GNV até o ano de 2007, que não está refletido no gráfico apresentado pela ABRACE. O comportamento do mercado de geração de eletricidade também mostra um histórico diferente do mostrado pelo gráfico apresentado pela ABRACE.



A ARSESP considera mais adequado utilizar como indicador o número de clientes atendidos por redes para acompanhar a efetiva capilarização das redes e o correspondente atendimento ao mercado. Neste caso a GNSPS mostra um desempenho considerado adequado, sendo que a concessionária é a maior das concessões “greenfield” no Brasil em termos de clientes conectados, conforme a apresentação da ABEGÁS por ocasião da Audiência Pública. Para o Terceiro ciclo o PN da GNSPS mostra um aumento significativo no número de clientes atendidos, dos 27.240 atuais para 44.880, um aumento de 65%.

Com referência ao aumento expressivo previsto pelo gráfico apresentado pela ABRACE para o mercado nacional, não cabe comentar, dentro da revisão tarifária da GNSPS, sobre projeções de um estudo baseado nos dados da *Cambridge Energy Research Associates*, por não estarem direcionados ao mercado local ou regional.

A ABRACE argumenta que: “O setor industrial apresenta historicamente uma acentuada taxa de crescimento e as projeções é que esse cenário se mantenha. Segundo as projeções desenvolvidas pela CERA (2009), acredita-se que nos próximos cinco anos o crescimento tanto da demanda elétrica quanto industrial deve continuar ou mesmo se acelerar. No que concernem as previsões feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2010), o crescimento agregado nacional dos próximos cinco anos será em torno de 60%. Contudo, como se prevê que o crescimento do Nordeste será mais acelerado, o crescimento da região Sudeste deve situar-se em torno de 55%, o que representa 11,3% de crescimento médio anual.”

E adicionalmente:

“ ... existe uma enorme disparidade entre as projeções feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2010) e o crescimento previsto pela ARSESP, visto que historicamente o crescimento da região não mostrou nenhum indício de se manter abaixo da média nacional. Por esse fato, excluído o período excepcional de elevação do preços das commodities, as projeções para o mercado da GNSPS não deveriam ser tão pessimistas.”

#### **Comentário ARSESP 2:**

O crescimento do consumo de gás nos anos recentes no Brasil e na área de concessão da GNSPS reflete a fase inicial de desenvolvimento das concessionárias, com oferta de gás, implantação de novas redes e conexão de novos consumidores de grande porte. Com a maturação das concessões esse crescimento no volume tende a diminuir com a saturação do mercado industrial economicamente viável e um crescimento no número de clientes de pequeno porte atendido por meio da capilarização das redes, em particular no segmento residencial.

No caso da GNSPS, essa tendência é demonstrada no Terceiro Ciclo pela previsão de conexão de 19 novas indústrias (9,5% de aumento) comparada com um acréscimo de 17.241 (66% de aumento) no número de residências atendidas.

Referente ao comparativo com o crescimento previsto para o consumo de energia elétrica pela EPE, o crescimento na demanda para eletricidade (cujo mercado é basicamente cativo) não corresponde necessariamente ao crescimento do consumo de gás canalizado, que concorre com outros combustíveis disponíveis em todas as classes de consumo. Esses combustíveis incluem GLP, óleo diesel, óleo combustível de vários graus, GNL, gasolina, etanol, lenha e outras biomassas, cujos preços variam de 50 a 200% do preço referente ao gás natural.



Assim após a fase inicial de instalação das redes, o mercado de gás natural mostra um crescimento consideravelmente inferior ao crescimento no consumo de energia elétrica.

Referente à previsão de crescimento de 60% atribuída a EPE, as previsões mais recentes publicadas pela mesma <sup>1</sup> indicam um crescimento no consumo de eletricidade para os próximos 5 anos conforme a seguinte tabela:

Tabela 4. SIN. Consumo total na rede, 2010-2014

Ano	PEH 2010-2014 [A]	Δ%	1ª Revisão 2010 [B]	Δ%
2010	409.335	7,6	409.335	7,6
2011	432.592	5,7	431.559	5,4
2012	459.489	6,2	453.191	5,0
2013	483.293	5,2	483.293	6,6
2014	505.532	4,6	505.532	4,6

As taxas de crescimento anuais indicam um aumento no consumo de energia elétrica de 32,8% em 5 anos.

É argumentado pela ABRACE que: “... houve retração da atividade industrial, reflexo da crise econômica internacional de 2008, responsável pela redução o volume de vendas no primeiro semestre de 2009. Entretanto, argumenta-se que já se pode constatar que o patamar de consumo atual apresenta um crescimento real de consumo, já descontada a retomada das atividades pós-crise. A curva de tendência obtida a partir de uma regressão linear com os dados mensais dos anos de 2007 (janeiro) a 2010 (março), ou seja, com 39 observações, apresenta uma taxa de crescimento média de 1,287% ao ano, enquanto que a mesma regressão, apenas excluindo o período de novembro de 2008 a outubro de 2009, ou seja, com 27 observações, apresenta correlação muito maior com uma taxa de crescimento média de 12,30% ao ano.

### **Comentário ARSESP 3:**

Para verificar o Plano de Negócios da concessionária e definir a previsão do mercado aplicada no cálculo do P0, a ARSESP analisou toda a série histórica do comportamento do mercado, preços, competitividade, atividade econômica, investimentos, novas redes e mercados conectados e realizou os ajustes específicos para a concessão da GNSPS.

A ARSESP não considera aceitável metodologicamente a seleção de períodos isolados ou a exclusão de dados reais na projeção do mercado futuro.

### **3.1.2 Retomada do crescimento e recuperação dos efeitos da crise**

A ABRACE afirma que: “Vistos os sinais de retomada da economia brasileira ao ritmo observado anteriormente à crise em 2010, permite-se inferir que a redução proposta pela ARSESP aos valores projetados pela GNSPS para o consumo de gás pelo setor industrial nos anos de 2011 e 2012 é excessivamente pessimista.”

A ABRACE prossegue em sua análise do mercado, afirmando que: “apesar de a economia internacional apresentar uma recuperação desigual, a economia brasileira atinge os níveis de

<sup>1</sup> “NOTA TÉCNICA DEA 07/10 - NOTA TÉCNICA ONS 059/2010 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2010-2014”



*produção anteriores à crise segundo o IEDI. Também para a produção industrial, o primeiro trimestre de 2010 demonstra recuperação aos níveis anteriores à crise econômica.*

### **Comentário ARSESP:**

A análise da ARSESP para o período pós-crise até o momento atual baseou-se nos dados sobre consumo de gás mais recentes disponíveis na elaboração da Nota Técnica n° GNSPS 03/2010. Tendo em vista o pleito da ABRACE e outros depoimentos recebidos, e com a disponibilidade de dados mais recentes, a ARSESP julga prudente reavaliar a recuperação do mercado, conforme descrito no item 12 deste documento.

#### **3.1.3 Competitividade do Preço do Gás**

Com referência ao preço de gás natural a ABRACE pleiteou um cenário de gás com preço mais competitivo no futuro, baseado em: *“No mercado internacional, dois fatores explicam uma manutenção dos preços das commodities em baixa: primeiro o desenvolvimento das reservas de gás nos Estados Unidos seguido pela lenta retomada do crescimento de grandes consumidores de gás como a Espanha e a Inglaterra. Estes dois fatores foram os responsáveis pela bolha de preços do GNL e que certamente tendem a não se repetir na mesma magnitude nos próximos anos (Stern 2009). No entanto, segundo as projeções da EPE (2010) e de Stern (2009), prevê-se a manutenção de valores equivalentes aos observados na primeira metade da década de 2000, período em que o gás foi visto como um dos combustíveis mais competitivos e de maior crescimento de participação no mundo (IEA, 2009).*

*Ademais, devem-se considerar os efeitos de médio prazo da introdução do GNL na matriz de oferta nacional. Primeiramente, reduzem-se os riscos de atitudes oportunistas de quebra de contrato por parte da Bolívia. Por outro lado, aumenta-se a correlação com os preços internacionais. Esse é um aspecto particularmente positivo, uma vez que se espera que a estabilidade de preços do gás natural no mercado internacional e, logo, deve-se reduzir a probabilidade de choques como verificados entre 2007 e 2009.*

### **Comentário ARSESP 1**

**É importante salientar os seguintes itens referentes ao preço de gás suprido à GNSPS:**

- **Como identificado pela ABRACE, a GNSPS atualmente recebe exclusivamente Gás Boliviano. Os volumes incluídos nos termos dos contratos de suprimento diminuem drasticamente a partir de 2012, quando não existe indicação de preço para os contratos futuros. Uma possibilidade é que a GNSPS comece a receber gás com preço mais alto que o gás boliviano ou o praticado no mercado internacional.**
- **A importação de GNL, até o presente momento, é exclusivamente destinada para geração termoelétrica. A questão é mais complexa: depende do compartilhamento da infra-estrutura e de precificação. Não há previsão de fornecimento de GNL para GNSPS. Assim não se prevê que o preço de GNL no mercado internacional ou nacional resultará em impacto no preço de gás para a GNSPS.**
- **As projeções atuais consideram que de 10 a 15% dos volumes adquiridos pela GNSPS são provenientes de leilões com preços atualmente reduzidos. Este mercado não configura consumo firme em face das incertezas de preços e disponibilidade de volumes futuros.**





Com relação à competitividade do gás comparado com outros combustíveis no mercado, a ABRACE faz referência à substituição de biomassa por gás natural, argumentando que: “A relação dos preços dos substitutos em biomassa é muito menos clara que o petróleo e tem um peso no Brasil superior ao observado em grande parte dos países desenvolvidos. Segundo os dados da EPE, o setor residencial é o maior consumidor de lenha no país seguido pelo setor industrial. Considerando as diferenças regionais, o Nordeste é a região de maior consumo de lenha seguido pela região Sul.

*Ademais, ao contrário do que propõe a ARSESP, a expectativa da EPE é um deslocamento da lenha pelo gás natural, principalmente nas indústrias de vidro e cerâmica devido ao aumento de eficiência do combustível, setores presentes na região da GNSPS, como apontando pela própria empresa no relatório de atividades de 2008. Assim, em termos prospectivos, a lenha não parece representar um risco à competitividade ao consumo industrial de gás.”*

### **Comentário ARSESP 2:**

Em termos do deslocamento de lenha e outras biomassas por gás natural, e em particular seu uso nos segmentos de vidro e cerâmica, a ARSESP salienta os seguintes aspectos:

- O preço da lenha observado durante pesquisa em campo empreendida pela ARSESP é inferior a 50% do preço do gás natural, considerando o valor energético;
- O uso da lenha no segmento cerâmico é restrito à fabricação da cerâmica vermelha. Estudos previamente empreendidos pela ARSESP e outros órgãos do Estado visando inserir gás natural neste segmento mostram que, salvo poucos casos específicos, não é economicamente viável para o consumidor ou a concessionária. O uso de gás natural no segmento cerâmica branca, onde o gás natural concorre com o GLP, já está consolidado;
- A lenha não tem sido utilizada na indústria de vidros no Estado de São Paulo, e a única indústria de vidros localizada na área da GNSPS já é consumidora de gás natural;
- Biomassa com baixo custo é subproduto do processo fabril de alguns potenciais consumidores (ex. derivados de lenha na indústria de papel). Nestes casos nenhum outro combustível é economicamente viável.

Assim, o gás natural não é considerado competitivo com lenha ou outras biomassas, salvo as exceções onde as vantagens técnicas do uso de gás natural superam a desvantagem de preço.

### **3.2 Análise dos dispêndios de capital (CAPEX)**

Extraído da contribuição da ABRACE:



Tabela 2.5 - Custo Total de Tubulações, ajustado pela ARSESP (R\$, Nov 2009)

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	Total
Tubulações – ARSESP [R\$]	17.764.182	61.696.608	31.264.932	5.989.116	6.195.059	122.909.897
Km Rede Aço	17,9	110,6	0	0	1	129,5
Km Rede PE	56,8	65,6	61,9	62,4	59,7	306,4

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	Preço Médio
Aço ARSESP [R\$/metro]	457,93	457,93	-	-	-	457,93
PE ARSESP [R\$/metro]	168,44	168,44	505,09	95,98	103,77	209,09

A ABRACE argumenta que os preços médios internacionais das tubulações mais caras de aço giram em torno de R\$ 400 /metro (aço 6”), e em torno de R\$ 110 /metro para tubulações de polietileno (PE 110mm), valores unitários bastante superiores aos considerados pela ARSESP.

Dessa maneira, a ABRACE solicita que a ARSESP reavalie o custo médio de R\$ 505,09 /metro do polietileno utilizado para o período 2012-13. Com base nos custos unitários internacionais, a ABRACE solicita também que a ARSESP reavalie os custos médios das tubulações de aço e polietileno utilizados para projetar os investimentos para o terceiro ciclo tarifário.

**Comentário ARSESP:**

As quantidades de tubulações de aço indicadas para o Terceiro Ciclo na “Tabela 1 - Quantidade de Tubulações no Segundo e Terceiro Ciclo” da Nota Técnica N° GNSPS/03/2010, que foi utilizada pela ABRACE para calcular o preço das tubulações de PE no ano 2012-2013, apresentam incorreções. A tabela foi corrigida.

A seguir apresenta-se a informação completa do CAPEX de tubulações ajustado pela ARSESP e os correspondentes custos unitários médios de tubulações de aço e polietileno para o Terceiro Ciclo. Esses custos são os mesmos da NT N° GNSPS/03/2010. O erro da Tabela 27 foi só um erro na apresentação dos dados de quantidades, mas não teve impacto na avaliação e ajuste dos custos unitários e totais do Plano de Negócios proposto pela GNSPS.

	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	Total
Tubulações aço (R\$)	11.727.958	50.445.227	24.965.193		451.809	87.590.187
Tubulações PE (R\$)	6.036.224	10.947.691	6.299.740	5.989.116	5.743.250	35.016.020
Total Tubulações (R\$)	17.764.182	61.392.918	31.264.932	5.989.116	6.195.059	122.606.207
km aço	18,7	89,1	44,1	-	1,0	152,9
km PE	51,3	71,1	61,9	62,4	59,7	306,5
						Preço médio
Preço médio aço (R\$/m)	625,9	566,5	565,9		451,8	<b>572,8</b>
Preço médio PE (R\$/m)	117,6	153,9	101,7	95,9	96,2	<b>114,2</b>

Na realidade o preço unitário médio ajustado pela ARSESP para as tubulações de PE do ano 2012-2013 é de R\$101,70/m. O preço unitário médio no ciclo tarifário é de R\$ 114,20/m (R\$ novembro/2009). Os valores apresentados em cada ano podem variar como resultado da incidência dos diferentes diâmetros das tubulações (entre 32 e 200 mm).



Em relação aos preços unitários das tubulações de aço, os custos ajustados pela ARSESP na Nota Técnica nº GNSPS/03/2010 são os detalhados na tabela a seguir. Os mesmos consideram a evolução dos preços internacionais de aço e dos preços nacionais das obras nos últimos anos conforme as características das obras individuais, refletindo adequadamente a tendência para o próximo ciclo.

	Diâmetro	Extensão (m)	Custo GNSPS	Custo ARSESP	Custo Unitário médio
Ramal Laranjal Paulista-Botucatu	4", 6" e 8"	108.913	74.734.107	62.246.766	572
Ramal Itapetininga	4"	17.900	8.462.400	7.615.970	425
Interligação Porto Feliz – Araçoiaba	6"	22.100	15.312.822	12.754.049	577
Salto	4"	500	267.670	222.942	446
Tatuí	4"	1.000	502.010	451.809	452
Tieté	4"	1.200	632.608	526.899	439
Subtotal		151.613	99.911.617	83.818.436	553
<i>Remanejamento Toyota</i>	4"	1.296	3.771.751	3.771.751	2.901
<b>Total aço</b>		<b>152.909</b>	<b>103.683.368</b>	<b>87.590.187</b>	<b>573</b>

### 3.3 OPEX

#### 3.3.1 Composição do OPEX

A ABRACE pondera que os custos da componente Comercialização, que inclui leitura e medição, representam a maior parcela do OPEX da distribuidora, cujo montante é de cerca de R\$55 milhões dos R\$145 milhões considerados para o terceiro ciclo tarifário.

Pondera também que quando comparada à componente Comercialização da Comgás e a de quatro distribuidoras de energia elétrica do estado de São Paulo, percebe-se que a GNSPS é a concessionária que possui a maior participação da Comercialização em seus custos operacionais.

Com o intuito de tentar ajustar a componente Comercialização da GNSPS para que fique semelhante às empresas comparadas, a ABRACE simulou uma retirada nos custos de Comercialização de um montante anual de aproximadamente R\$6 milhões, obedecendo à mesma proporção entre um ano e outro como foi proposta pela ARSESP, de forma que a nova participação dos custos com Comercialização da GNSPS passasse de 33,79% para 15,50% - proporção semelhante à verificada para a Comgás.

Segundo a ABRACE, mesmo tendo sido ajustada a participação dos custos com Comercialização da GNSPS à mesma participação dos custos da Comgás, ao se estabelecer o indicador "Custo com Comercialização / Número de Clientes", verifica-se um custo médio por cliente da GNSPS 15,41% superior ao da Comgás. Tal indicador sugere mais uma vez, ainda segundo a ABRACE, que os custos com Comercialização estabelecidos para a GNSPS foram mal dimensionados e que claramente necessitam de ajustes para que fiquem mais aderentes à realidade de outras distribuidoras.

Por fim, a ABRACE argumenta que a estrutura bastante terceirizada da GNSPS tem por intuito obter economias de escala com menos investimentos em infra-estrutura e redução de encargos trabalhistas. Apesar disso, ao se comparar os custos de Comercialização pela quantidade de



clientes da GNSPS com os da Comgás, o que se verifica é exatamente o contrário. Os custos de comercialização da GNSPS são superiores aos da Comgás, que possui um quadro de colaboradores bastante significativo, com cerca de 850 colaboradores, frente a 33 da GNSPS.

Neste sentido, a ABRACE solicita que sejam feitos ajustes na parcela de Comercialização da GNSPS de forma que sejam utilizados indicadores mais aderentes à realidade do setor.

#### **Comentário ARSESP:**

A ABRACE pondera que o custo de comercialização por cliente da GNSPS é bastante superior ao verificado em outras empresas. Em primeiro lugar, cabe destacar que a ARSESP não julgou adequada a comparação realizada pela ABRACE, uma vez que a GNSPS é comparada com uma única empresa de gás, e com empresas elétricas que, apesar de constituírem indústrias de rede, pertencem a setores distintos.

Cabe destacar também que em nenhum momento foi considerado pela ABRACE a escala como elemento na comparação. Empresas com escalas distintas certamente apresentam proporções de custos e indicadores de eficiência distintos. No cálculo dos percentuais em relação à COMGÁS, a comparação é com uma empresa cuja densidade de clientes por km de rede é quase 5 vezes superior à da GNSPS, que por sua vez possui uma densidade de clientes por km de rede 2,5 vezes maior que à Gás Brasileiro (GBD). Portanto, como se pode observar, trata-se do mesmo negócio, mas com escalas bastante distintas.

A constatação de que um indicador de custos de comercialização por cliente seja mais alto no caso de GNSPS que da Comgás não significa necessariamente que a GNSPS é ineficiente. A razão desta afirmação é que existe uma quantidade mínima de insumos necessária para iniciar uma atividade, e essa quantidade não se modifica novamente até que a atividade atinge um ponto em que se requer expandir os insumos novamente para ampliar a cobertura do serviço. No período entre esses dois pontos, os custos por usuário se reduzem, mas com a incorporação de uma nova localidade ou área, experimentam um aumento importante. Conforme a descrição anterior, nas empresas maduras, com infra-estrutura já desenvolvida e muitos clientes, a relação custos de comercialização por usuário normalmente se reduz no tempo, enquanto que as empresas menores podem apresentar um custo por usuário mais elevado. A indivisibilidade de custos para cada tamanho do negócio (medido em usuários, por exemplo), provoca esse comportamento, ao manter os custos fixos enquanto o número de usuários se incrementa lentamente.

Ao se comparar o custo de comercialização por cliente, deve-se levar em consideração a escala das empresas. As tabelas a seguir apresentam os indicadores obtidos para a COMGÁS, GBD e a proposta para a GNSPS.

<b>COMGÁS</b>	<b>2009/2010</b>	<b>2010/2011</b>	<b>2011/2012</b>	<b>2012/2013</b>	<b>2013/2014</b>
Comercialização (R\$)	61.166.210	64.665.722	69.604.075	74.465.797	78.354.311
COMGÁS -Clientes (Qde.)	714.817	786.654	866.167	953.156	1.042.081
<b>Comercialização/Cliente (R\$/cliente)</b>	<b>85,57</b>	<b>82,20</b>	<b>80,36</b>	<b>78,13</b>	<b>75,19</b>
Custo / usuário (evolução)		-3,93%	-2,24%	-2,78%	-3,76%
Custo / usuário (evolução TOTAL)					<b>-12,13%</b>



<b>GNSPS (Proposta ARSESP)</b>	<b>2010/2011</b>	<b>2011/2012</b>	<b>2012/2013</b>	<b>2013/2014</b>	<b>2014/2015</b>
GNSPS -Comercialização (R\$)	8.678.211	9.698.504	9.913.921	10.177.708	10.386.125
GNSPS-Clientes (Qtde.)	31.280	35.119	38.284	41.537	44.880
<b>Comercialização/Cliente (R\$/cliente)</b>	<b>277,44</b>	<b>276,16</b>	<b>258,96</b>	<b>245,03</b>	<b>231,42</b>
Custo / usuário (evolução)		-0,46%	-6,23%	-5,38%	-5,55%
Custo / usuário (evolução TOTAL)					<b>-16,59%</b>

<b>GBD</b>	<b>2010/2011</b>	<b>2011/2012</b>	<b>2012/2013</b>	<b>2013/2014</b>	<b>2014/2015</b>
GBD -Comercialização (R\$)	3.974.025	4.301.793	4.434.363	4.553.145	4.689.544
GBD-Clientes (Qtde.)	6.892	8.325	9.687	11.085	12.618
<b>Comercialização/Cliente (R\$/cliente)</b>	<b>576,61</b>	<b>516,73</b>	<b>457,76</b>	<b>410,75</b>	<b>371,66</b>
Custo / usuário (evolução)		-10,39%	-11,41%	-10,27%	-9,52%
Custo / usuário (evolução TOTAL)					<b>-35,55%</b>

Como pode se apreciar, a COMGÁS possui um custo de comercialização inferior às demais empresas, fato coerente com a escala e densidade de cobertura. Por outro lado, a GBD, empresa com baixa densidade de clientes em sua área de concessão, possui custos de comercialização mais altos em relação às demais. A análise realizada pela ARSESP para a GNSPS mostra coerência em relação às demais distribuidoras de gás.

Dessa maneira, a ARSESP não julga necessária a alteração nas despesas reconhecidas de comercialização da GNSPS.

### 3.3.2 OPEX previsto no Segundo Ciclo

A ABRACE destaca que diante do não cumprimento das metas pactuadas com o regulador, sobretudo quanto aos investimentos previstos para o terceiro ciclo a ARSESP recalculou o P0 do segundo ciclo para compensar os investimentos não realizados. No entanto, destaca que na Nota Técnica GNSPS/03/2010 não são feitas referências aos valores históricos do OPEX e da eficiência operacional, frente à evolução da rede de fato verificada.

É ponderado que considerando as fortes discrepâncias entre as metas de investimentos acertadas pelo regulador e o realizado pela empresa, é de se esperar que a concessionária também não tenha obtido custos operacionais eficientes no segundo ciclo. Neste sentido, de forma que fossem estabelecidos valores compatíveis com os parâmetros de eficiência correspondentes ao desenvolvimento físico verificado no sistema de distribuição de gás, caberia também uma revisão ex-post dos valores anuais de OPEX.

Desse modo, segundo previsto na Nota Técnica n RTM/02/009, a ABRACE entende que existe espaço para outros procedimentos disciplinadores, além da desconsideração do CAPEX. Solicita-se que, a título de incentivos ao cumprimento das metas regulatórias, seja também considerado no recálculo do P0 do segundo ciclo o montante de OPEX compatível com os parâmetros de eficiência correspondentes ao desenvolvimento físico verificado do sistema de distribuição de gás realizado da concessionária.

#### Comentário ARSESP:

Conforme colocado pela ABRACE, o procedimento de ajuste tarifário diante do não cumprimento das metas físicas do Plano de Negócios está estabelecido na Nota Técnica n° RTM/02/2009, que trata da metodologia para o processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo, aplicável ao terceiro ciclo.



Tal Nota Técnica é resultado de uma discussão promovida pela ARSESP com os agentes do setor e com a sociedade no âmbito da Audiência Pública 001/2009 – 1ª Etapa, onde as metodologias foram amplamente discutidas e foram recebidas contribuições para a melhoria dos procedimentos a serem aplicados.

Conforme indicado na NT (item 3.2.2.2) esse procedimento de ajuste evita que a empresa regulada obtenha benefícios por condutas estratégicas de sobrevalorização de investimentos e aplica-se “além dos procedimentos punitivos correspondentes” previstos no Contrato de Concessão para o caso de não cumprimento das metas mínimas estabelecidas. A ARSESP realiza periodicamente processos de fiscalização dos investimentos realizados pelas empresas reguladas para a verificação do cumprimento das obrigações contratuais, e aplica as punições previstas.

A metodologia para o ajuste a ser aplicado na Revisão Tarifária por não cumprimento dos investimentos previstos é a detalhada a seguir:

“ ...

- i) Recalcula-se a margem de distribuição para o Segundo Ciclo com a sub-execução dos projetos de investimento aos custos estimados a esse momento e com os volumes correspondentes aos investimentos efetivamente executados.
- ii) Calcula-se o diferencial de margem de distribuição ( $\Delta P_0$ ) como a diferença entre o  $P_0$  aprovado do Segundo Ciclo como se houvessem cumprido as metas físicas de investimento e a margem de distribuição ( $P'_0$ ) correspondente ao modelo de cálculo com sub-execução dos investimentos do Segundo Ciclo.
- iii) Calcula-se o excedente das receitas obtidas pela sub-execução dos investimentos.
- iv) Atualiza-se o valor até o momento de início do Terceiro Ciclo utilizando a taxa de custo de capital utilizada para o cálculo do  $P_0$  no Segundo Ciclo, e se expressa o montante total em valores monetários ao início do Terceiro Ciclo ajustando pelo IGPM.
- v) Desconta-se o excedente obtido atualizado das receitas requeridas para o Terceiro Ciclo.”

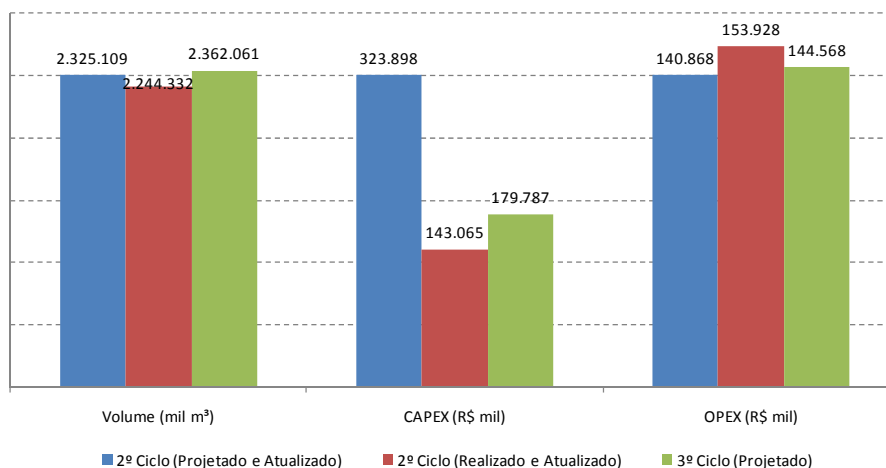
A ARSESP entende que neste momento, não cabe a discussão da metodologia e sim sua correta aplicação; a metodologia definida no ano de 2009 para o ajuste não prevê a correção do OPEX.

Sugerimos que a proposta da ABRACE seja reapresentada oportunamente para a discussão da metodologia a ser considerada na próxima Revisão Tarifária.

No entanto, e como mostrado na apresentação da FIESP, é importante observar que o OPEX realizado no Segundo Ciclo Tarifário resultou superior ao valor aprovado no Plano de Negócios e, portanto, os usuários não foram onerados pela diferença entre o OPEX aprovado e os gastos realizados.



### Comparativo do 2º Ciclo com o 3º Ciclo



3º Ciclo: Valores referentes a Nov/2009

2º Ciclo valores referentes a abr/2005, corrigidos pelo IGPM até Nov/2009

Fonte: ARSESP, Nota Técnica Nº 3 GN SPS, maio 2005 e Nota\_Tecnica\_GNSPS-03-2010\_Margem\_Maxima

### 3.3.3 OPEX previsto para o Terceiro Ciclo

A ABRACE destaca que a GNSPS piorou seu desempenho nos dois anos anteriores à atual revisão tarifária, conforme observado nos indicadores de eficiência operacional da empresa de custos por km de rede e custos por usuário. Em seguida, argumenta que o novo Plano de Negócios admite para o terceiro ciclo uma desempenho pior do que o benchmark observado no segundo ciclo.

Desse modo, a ABRACE solicita que sejam considerados para o estabelecimento do novo Plano de Negócios metas que zelem pela melhoria ou manutenção das melhores práticas já vivenciadas pela concessionária. Isso representa a adoção dos indicadores observados em 2007/2008, ao invés dos observados em 2009/2010, como ponto de partida para estabelecer novas trajetórias para custos totais eficientes.

#### **Comentário ARSESP:**

A ABRACE afirma que a GNSPS piorou seu desempenho nos dois anos anteriores à atual revisão tarifária, com base nos indicadores de custos totais por km de redes e custos totais por usuário, e que isso deve ser desconsiderado pela ARSESP na hora de estabelecer a nova trajetória regulatória.

É solicitada a adoção do menor indicador de eficiência histórico como ponto de partida para o próximo ciclo.

Tal análise não parece de todo correta. Para o estabelecimento dessa nova trajetória, o histórico deve ser analisado, assim como as condições de contorno que levaram à piora desses indicadores de eficiência operacional da empresa.

Em uma empresa em expansão, como é o caso da GNSPS, os indicadores de eficiência podem sofrer grande variação entre os anos, dependendo da estratégia de expansão das redes e captação de novos clientes. Se em um determinado período há forte expansão



da rede (crescimento horizontal) em regiões com baixa densidade de clientes, os custos por km e por cliente tendem a ser crescentes. Em outro momento, com a rede construída, captando novos usuários com a capacidade existente (crescimento vertical), tais indicadores devem ter comportamento decrescente. Adicionalmente, nem sempre a incorporação de clientes é feita de modo simultâneo à expansão da rede, situação bastante comum em empresas em expansão e que pode gerar distorções nos indicadores de eficiência.

Na análise do histórico da GNSPS, tanto do OPEX quanto da evolução das redes e clientes, além dos fatores citados acima, foi observado um período recessivo que distorceu os indicadores de eficiência. No período 2007/2008 houve incorporação de 2.452 usuários, enquanto que no período 2008/2009 incorporou-se somente 811 usuários, ou seja, 3 vezes menos. No período seguinte (2009/2010), foram incorporados novamente cerca de 2.400 usuários, retomando o patamar anterior de expansão. Essa forte queda na captação de usuários em 2008/2009 influenciou os indicadores, pois houve a expansão natural da rede, sem a contrapartida dos usuários.

Em resumo, na definição da trajetória regulatória, além dos indicadores devem ser consideradas as condições de contorno, que levam em conta os planos de expansão da empresa e as condições econômicas onde se insere. O importante é a melhoria na eficiência global dos indicadores ao longo do ciclo, o que se verificou através do histórico apresentado pela GNSPS.

#### **3.3.4 Gestão de Cobrança**

A ABRACE argumenta que a tabela que apresenta os custos de OPEX com “Outras despesas + contratos” (Nota Técnica 3, Tabela 39, página 39) apresenta dois itens com a mesma legenda “Gestão de Cobrança”, mas com diferentes valores: R\$ 1.405.499 e R\$ 1.343.329. Desse modo, solicita à ARSESP uma avaliação da possibilidade de duplicidade de custos com gestão de cobrança.

#### **Comentário ARSESP:**

Conforme esclarecimentos fornecidos pela concessionária anteriormente a emissão da Nota Técnica nº GNSPS 03/2010, não há duplicidade uma vez que se trata de despesas distintas sob uma rubrica de mesmo nome. Tais rubricas envolvem despesas com tarifas de cobrança bancária, cobrança de estabelecimentos comerciais, gestão de administração de inadimplência (cobrança externa), impressão e formatação (lay-out) de faturas e outros documentos.

Por um engano na montagem da tabela 39 da Nota Técnica N° GNSPS/03/2010, tais rubricas permaneceram separadas quando deveriam ser representadas por uma única de valor igual à soma das duas. A ARSESP procedeu à correção da referida tabela de modo a refletir a informação correta, e não com ajustes adicionais em relação ao item.

O custo total por cliente é razoável quando comparado com as demais concessionárias.





### **3.3.5 Compra de Odorante**

Partindo do princípio que o custo com odorização está diretamente relacionado com o mercado de gás natural da distribuidora, a ABRACE solicita que a ARSESP reavalie o custo por mil m<sup>3</sup> deste produto considerando a acentuada diferença de preços verificada em relação à mesma despesa da COMGÁS.

#### **Comentário ARSESP:**

**A ARSESP aceitou a ponderação da ABRACE e adotou um custo de odorização de R\$ 0,463 /mil m<sup>3</sup>, valor idêntico ao praticado pela COMGÁS. Isso representou uma redução de R\$ 1.135.958,00 para as despesas com odorização ao longo do ciclo.**

### **3.4 Processo de abertura da comercialização**

A ABRACE argumenta que não pode ser descartada a possibilidade do surgimento de novos fornecedores de gás como prevê a GNSPS. É colocado também que a entrada de novos agentes no mercado pode se tornar inviável se a alocação de custos não estiver devidamente ajustada nas tarifas praticadas pelas concessionárias de distribuição. Se na tarifa de distribuição incluem-se custos relativos à comercialização, o consumidor livre pagará valores não aderentes a esta atividade e ainda pode ser duplamente onerado via margem de distribuição.

É solicitada uma especial atenção da ARSESP na separação destes custos no ciclo que se segue, visto que o período de exclusividade das distribuidoras sob o comércio de gás terminará em três regiões: Itu, Araçoiaba da Serra e Porto Feliz.

A ABRACE pondera que há uma grande participação dos custos de comercialização no OPEX, sendo que como apresentado pelo plano de negócios da GNSPS, este serviço é realizado por empresas terceirizadas. Afirma também que o custo de comercialização entra em grande parte na conta de outros e contratos e que cerca de 44% desta conta, ou seja, aproximadamente 30% dos custos do OPEX são serviços de comercialização de terceiros.

Por fim, afirma que se estes custos de comercialização estiverem incluídos nas tarifas dos consumidores livres, será estabelecida uma barreira a entrada de novos comercializadores. Afirma que os custos de comercialização devem ser adicionados aos custos do gás, de forma a se tornarem estanques às tarifas de uso de distribuição de gás.

Desse modo, a ABRACE solicita que, visto que 30% dos custos de comercialização estão alocados a terceiros, não existem possíveis ganhos de escopo nesta atividade, assim, o serviço de distribuição pago pelos consumidores livres deveria ser calculado com um OPEX de 30 a 40% menor.

#### **Comentário ARSESP:**

**A ARSESP aplicou uma metodologia de alocação de custos de comercialização entre todos os segmentos tarifários conforme *drivers* de volumes e clientes, para refletir adequadamente as responsabilidades de cada segmento nos custos.**

**O critério para a alocação dos custos de comercialização é indicado na Nota Técnica nº GNSPS/04/2010: rateio de 15% associado ao volume e de 85% ao número de usuários; conforme esse critério, 11,2% do total das despesas de comercialização foram alocados aos clientes potencialmente livres.**



Conforme a metodologia aplicada, os usuários potencialmente livres que passam ao mercado livre só pagam a TUSD, o qual não inclui os custos de comercialização (valor que será pago pelos clientes que permanecem com a distribuidora) e portanto não serão duplamente onerados via margem de distribuição.

Mediante a quantificação adequada da alocação de custos, a ARSESP procura não estabelecer barreiras artificiais a entrada de comercializadores, mas também não fomentar a concorrência desleal alocando custos maiores aos usuários cativos ou potencialmente livres que permaneçam atendidos pela concessionária.

Por último, a dedução de 1,6% da Margem Máxima vigente resultante da aplicação dos *drivers* é adicional a aplicação do princípio de que os mesmos níveis de descontos praticados na margem do Mercado Regulado sejam aplicados no Mercado Livre. Quando os usuários potencialmente livres migrem ao mercado livre, a TUSD efetiva será inferior ao valor aprovado, porque perceberão descontos relacionados com os que a concessionária aplica aos clientes potencialmente livres, favorecendo a concorrência.

### 3.5 Termo de ajuste K

Extraído da Contribuição da ABRACE

.....

*“O Termo de Ajuste K tem como objetivo corrigir retroativamente as variações de mercado que possam ter afetado a rentabilidade do serviço de distribuição de gás. A ABRACE, contudo, considera que o Termo K estabelecido para a GNSPS não atende a sua função de forma eficiente e superestima a rentabilidade da concessão.*

*O Termo K calculado corrige principalmente o erro de previsão de mercado que foi bastante acentuado conforme observado na Figura 4.1. Apenas para o primeiro ano do novo ciclo tarifário, essa distorção implica em um Termo K de 0,042545 R\$/m<sup>3</sup>, o que representa um incremento de mais de 17% na tarifa.*

*Entretanto, os erros de previsão de demanda .... não afetaram o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. ....para o ano 4 do segundo ciclo tarifário (jun/08 – mai/09), a receita auferida pela concessionária foi de R\$ 137 milhões, enquanto o projetado na revisão tarifária anterior era R\$ 127 milhões a preços de 2009. Controlados os erros de previsão do OPEX e CAPEX, a GNSPS auferiu uma remuneração superior a prevista para esse ciclo.”*  
*”... uma situação paradoxal acerca do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, no qual o mercado realizado da concessionária encontra-se 21% inferior ao previsto, e a receita realizada 7% acima da prevista. Essa tendência é demonstrada para o ano 4, cujos dados estão divulgados na nota técnica, mas o mesmo efeito deve-se verificar para os demais anos do segundo ciclo tarifário.*

*A razão de tal incoerência encontra-se no fato de que a margem máxima determinada pela ARSESP na última revisão tarifária da GNSPS não foi explicitamente baseada no valor regulatório do custo de capital de 13,66%.*

*A MM do segundo ciclo, se considerado um custo de capital 13,66%, resultaria em 0,2062 R\$/m<sup>3</sup>, 26% inferior a margem até então vigente (Md) de 0,2770 R\$/m<sup>3</sup>.*

*A margem máxima (MM) do segundo ciclo foi estabelecida pela soma da margem de distribuição Md do primeiro ciclo, acrescida de uma margem correspondente aos investimentos do plano de negócios do primeiro ciclo que fossem superiores ao mínimo requerido pelo contrato de concessão.*

*MM 2º ciclo = Md + (MM inv. plano de negócios – MM inv. mínimo requerido) - Equação 1*

*A margem aplicada no segundo ciclo, 0,2986 R\$/m<sup>3</sup>, adicionou à Md a diferença (MM inv. plano de negócios – MM inv. mínimo requerido) como especificado na equação 1. Assim, observa-se uma margem do segundo ciclo 45% maior que a margem teórica ao custo de capital regulatório (0,2062 R\$/m<sup>3</sup>).*

*A ARSESP justificou a modificação das regras de ajuste tarifário devido ao caráter “greenfield” da empresa. Para o terceiro e quarto ciclo, a ARSESP propõe calcular o índice K partindo da*



*margem máxima superestimada do segundo ciclo. Alguns efeitos contraditórios e perversos podem ser gerados por esta política no que concerne a continuação de uma lucratividade extraordinária, representada pelo Fator K.*

*1) A mudança da regra utilizada no segundo ciclo e perpetuada atualmente pelo Fator K objetiva apenas aumentar a remuneração das distribuidoras e tende a gerar queda de credibilidade do regulador e, conseqüentemente, efeitos perversos:*

*a. Ineficácia do incentivo tarifário por si em desenvolver a rede e o mercado de gás natural: conforme mostra a experiência da GNSPS, mesmo com uma remuneração extraordinária, a concessionária cumpriu apenas 43% das metas de investimentos.*

*b. Aumento da incerteza dos consumidores em relação ao preço do gás, dificultando o investimento em equipamentos, principalmente em lugares onde a indústria de gás ainda não é madura.*

*c. Tendência a gerar atitudes oportunistas das concessionárias nas assinaturas dos contratos uma vez que acredita que poderão renegociar no período futuro.*

*2) O excessivo aumento tarifário que implica o Fator K conforme proposto para terceiro ciclo, associado ao fato que a margem de distribuição representa quase 40% do custo do gás, pode gerar um efeito negativo sobre a demanda que é particularmente elástica ao preço, gerando um ciclo de desequilíbrio financeiro.*

*3) Acredita-se que a garantia do equilíbrio econômico e financeiro da distribuidora é central para o sistema, contudo o Termo K como mecanismo retroativo de garantir equilíbrio financeiro da distribuidora gera distorções na alocação dos custos entre os consumidores de forma intertemporal e entre os clientes. Isto é, os clientes que continuam consumindo gás pagam pelos clientes que trocam de combustível. Sistemas que aloquem os custos fixos aos clientes em forma de tarifas de capacidade deveriam ser considerados como uma opção que possivelmente teria resultados mais eficientes em casos nos quais a rede de distribuição está em desenvolvimento.*

#### *Proposta ABRACE*

*A fim de manter a credibilidades das regras regulatórias estabelecidas no período de concessão, e assim aumentar a capacidade de previsibilidade dos agentes, a ABRACE considera a mudança de remuneração da GNSPS como prejudicial ao sistema.*

*Logo, considerando que nem o contrato de concessão e nem o escopo regulatório no qual se insere a GNSPS prevê um excedente de remuneração para o efeito "greenfield", e que as remunerações auferidas pela GNSPS no ciclo tarifário anterior superam o que é definido como eficiente e razoável pela metodologia do Custo Ponderado de Capital, a ABRACE solicita que se recalcule o atual Fator de Ajuste K com a margem máxima de referência para o segundo ciclo tarifário de 0,2062 R\$/m<sup>3</sup>, ao invés de 0,2986 R\$/m<sup>3</sup>. Essa correção implicará na justa remuneração dos investimentos da concessionária de acordo com o WACC regulatório de 13,66%.*

*Ademais, demanda-se um estudo mais aprofundado e discussão com os participantes do mercado dos mecanismos mais eficientes que garantam o equilíbrio financeiro da distribuidora sem, contudo, distorcer o mercado."*

#### **Comentário ARSESP 1:**

**Conforme o Contrato de Concessão Cláusula Décima Terceira, Terceira Subcláusula**

***"A CSPE regulará as tarifas de distribuição de gás canalizado, conforme segue:***

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

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

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

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

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



**VI. excepcionalmente, serão aplicadas reduções ou elevações da Margem Máxima (MM), em periodicidade diferente da prevista no inciso III desta Subcláusula, conforme seguem:**

a) será aplicada, no início do quarto ano do segundo ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM) com base nas Margens Obtidas, nos três primeiros anos deste segundo ciclo. Neste caso, as diferenças apuradas, do primeiro ao terceiro ano, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias;

b) será aplicada, no início do primeiro ano do terceiro ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM) com base nas Margens Obtidas, no quarto e quinto ano deste segundo ciclo. As diferenças apuradas, no quarto e quinto anos, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias.”

O termo K calculado na Nota Técnica NT N°GNSPS/05/2010 corresponde a previsão do item VI b) acima: correção das diferenças apuradas com relação a Margem Máxima aprovada, nos dois últimos anos do Segundo Ciclo Tarifário.

Normalmente, a aplicação desse termo K se realizaria só no primeiro ano do Terceiro Ciclo. No entanto, comprovou-se que a receita a compensar no primeiro ano do Terceiro Ciclo proveniente dos saldos de K do quarto e quinto ano do Segundo Ciclo repercutiria sensivelmente no nível tarifário. Portanto, a ARSESP distribuirá a receita a compensar anualmente durante o Terceiro Ciclo.

Não é correta então a afirmação da ABRACE: “Para o terceiro e quarto ciclo, a ARSESP propõe calcular o índice K partindo da margem máxima superestimada do segundo ciclo.”

O termo K para os cinco anos do Terceiro Ciclo deve ser calculado partindo da Margem Máxima aprovada para esse ciclo. Ainda, a partir do Terceiro Ciclo, o termo K só pode ser negativo ou zero.

**Comentário ARSESP 2:**

É importante observar que o termo K não tem por objetivo “corrigir retroativamente as variações de mercado que possam ter afetado a rentabilidade do serviço de distribuição de gás”. O termo K não corrige erros nas previsões da demanda total, ou suas conseqüências na receita ou rentabilidade da concessionária. O termo K visa a correção das conseqüências dos erros das previsões de demanda na Margem Máxima obtida (por unidade de volume) com relação à aprovada. Essa diferença é o resultado de uma participação distinta da prevista da demanda dos segmentos e classes tarifárias no volume total demandado (A Margem Máxima obtida - R\$/m<sup>3</sup> resulta do valor médio das margens dos distintos segmentos e classes, ponderados pelos volumes reais).

Se a Margem Máxima obtida é inferior à aprovada, o termo K é positivo ainda que a demanda total seja superior à projetada. No caso contrário, quando a Margem Máxima obtida resulta superior à aprovada, o termo K é negativo mesmo que a demanda total resulte inferior à projetada.

**Comentário ARSESP 3:**

A Margem Máxima inicial aprovada pelo Regulador para o Segundo Ciclo Tarifário, após o processo de Audiência Pública com a participação dos agentes, foi R\$ 0,2986 R\$/m<sup>3</sup>.

Conforme o contrato de concessão, as receitas da concessionária devem ser corrigidas de forma que a Margem Máxima obtida seja igual à aprovada pela ARSESP. Portanto, a proposta da ABRACE significa modificar retroativamente a Margem Máxima aprovada ao início do Segundo Ciclo Tarifário, o que não é admissível conforme o Contrato de Concessão.



#### **Comentário ARSESP4:**

**Com relação à proposta de um estudo mais aprofundado, a ARSESP identificou nos termos da Nota Técnica nº RTM/02/2009 esta necessidade, devendo oportunamente desenvolvê-lo.**

### **3.6 Estrutura Tarifária**

A ABRACE argumenta que sentido, ao contrário do advogado pela GNSPS, a manutenção das tarifas acima do custo marginal de curto prazo apenas garante que o custo de operação de cada classe de consumidor seja coberto por ele mesmo. Porém, não implica na ausência de subsídio cruzado na alocação do custo fixo.

A garantia de ausência de subsídio cruzado só ocorre quando a tarifa é baseada no custo marginal de longo prazo, na qual se aloca o custo fixo de cada unidade a mais distribuída. Neste sentido, um esforço de cálculo do custo marginal de longo prazo por classe de consumo deveria ser publicado pela GNSPS.

A ABRACE também questiona que a maior parte dos dispêndios de capital objetiva o aumento do número de clientes residenciais e comerciais e, ao mesmo tempo, a proposta de modificação tarifária apresenta reduções na tarifa residencial maiores do que as observadas para os clientes industriais. É colocado também que este aparente paradoxo é explicado pelo interesse da GNSPS em expandir o mercado residencial.

Contudo, a ABRACE argumenta que esta mudança observada na estrutura tarifária proposta pela GNSPS, e aprovada pela ARSESP, deve gerar os efeitos perversos conhecidos dos subsídios cruzados. O resultado esperado seria uma tendência a uma queda de tarifas menor que o economicamente eficiente para segmento industrial e um aumento maior, para pequenos consumidores.

Ainda segundo a ABRACE, a ineficiente alocação de recursos exige a reconsideração da estrutura tarifária proposta. Essa ineficiência seria agravada pela importância do consumidor industrial na fase de desenvolvimento, na qual se encontra o mercado da GNSPS. Sendo o consumidor industrial o responsável pelo desenvolvimento da rede de distribuição, devido ao grande volume demandado, o aumento do custo fixo alocado a este gera ineficiências na recuperação da receita.

Desse modo, a ABRACE questiona os critérios utilizados pela ARSESP para a definição da estrutura, solicitando que as planilhas de cálculos sejam tornadas públicas de forma a permitir a reprodução de todas as tarifas. Ademais, considera que a estrutura tarifária proposta vai contra a eficiente alocação dos custos de distribuição e propõe que no terceiro ciclo tarifário seja definida uma estrutura tarifária segundo um método transparente.

A ABRACE também solicita que, conforme item 4, página 64, do anexo VIII da Nota técnica RTM/02/2009, que trata da metodologia de revisão tarifária, sejam estabelecidas tarifas diferenciadas para usuários com alto fator de carga.

No médio prazo, a ABRACE sugere que através do desenvolvimento de estudos públicos específicos, as tarifas reflitam os custos fixos e variáveis em coerência com o custo marginal de longo prazo.

Extraído da contribuição da ABRACE:

*“Pleitos ABRACE: Tarifas que reflitam os custos fixos e variáveis em coerência com o custo marginal de longo prazo. Disponibilizar planilhas para reprodução das tarifas. Definir tarifas diferenciadas em função do fator de carga dos usuários.”*



#### **Comentário ARSESP 1:**

A concessionária deve propor a Estrutura Tarifária coerente com os objetivos do Plano de Negócios.

A ARSESP verifica a coerência da proposta da concessionária com o valor aprovado de P0 e eventualmente realiza modificações, considerando a competitividade do gás com relação aos energéticos substitutos nos distintos segmentos e o equilíbrio no tratamento dos mesmos, evitando os subsídios cruzados.

#### **Comentário ARSESP 2:**

A constatação de que as tarifas de vários segmentos (residencial, industrial, entre outros) são superiores ao custo marginal de cada serviço indica que os usuários desses segmentos contribuem para a remuneração dos custos fixos de infra-estrutura que, na maioria dos casos, presta serviço a todos eles.

Quando existem economias de escopo (ou seja, quando a produção simultânea de dois serviços é menos onerosa que a soma de produzir cada um deles com infra-estruturas separadas), a verificação importante para não ter subsídios cruzados é que a tarifa de cada segmento seja superior ao custo marginal.

O custo incremental por atender um volume maior no segmento residencial, por exemplo, é muito menor se já se tem um cliente industrial na localidade, com um volume âncora. Isso acontece para todas as concessionárias do Estado de São Paulo e particularmente no caso da GNSPS, em que o segmento industrial representa um percentual superior a 90% da demanda. O dimensionamento da rede de alta e média pressão é definido principalmente pelas necessidades de atender o pico de demanda industrial; portanto incrementar a capacidade da rede para atender o mercado residencial dificilmente significa um incremento de custos significativo.

Com relação ao CAPEX do Plano de Negócios do Terceiro Ciclo da GNSPS, ainda quando o objetivo da concessionária é incorporar um número importante de usuários residenciais e comerciais, mais de 70% dos investimentos em tubulações estão associados a tubulações de aço. Esses investimentos só são rentáveis na medida em que existe demanda industrial como âncora.

No longo prazo, o desenvolvimento dos mercados residencial e comercial é favorável para reduzir os custos alocados ao segmento industrial.

#### **Comentário ARSESP 3:**

A ABRACE solicita que: *“...conforme item 4, página 64, do anexo VIII da Nota técnica RTM/02/2009, que trata da metodologia de revisão tarifária, sejam estabelecidas tarifas diferenciadas para usuários com alto fator de carga.”*

A aplicação de tarifas diferenciadas para usuários com alto fator de carga foi analisada pela ARSESP durante os trabalhos empreendidos para a revisão tarifária. O resultado desta análise indica que as redes instaladas pela concessionária, por serem relativamente novas e adequadamente dimensionadas, não estão próximas de sua capacidade máxima de utilização e, portanto, não ocorreria qualquer benefício na implantação de tarifas diferenciadas para usuários com alto fator de carga no Terceiro Ciclo Tarifário. Esta situação será reavaliada por ocasião da próxima Revisão Tarifária.

#### **Comentário ARSESP 4:**

A ABRACE observou que a redução proposta da margem aplicável ao Segmento Cogeração é insuficiente.



**ARSESP observa que o fator significativo para a viabilização de projetos de cogeração é o preço do gás. No entanto, a ARSESP aceita uma redução adicional de 5% na margem desse segmento (redução total 15%), visando incentivar a implantação de projetos.**

**Não há previsão de usuários nesse segmento para o Terceiro Ciclo.**

## **4 CIESP**

### **4.1 Modelo regulatório**

Extraído da contribuição oral da CIESP:

*.....Eu quero salientar, como já foi falado aqui por outros que me antecederam, essa é a terceira revisão tarifária, ela fecha um ciclo das concessionárias de gás no estado de São Paulo. Começou em meados do ano passado com a COMGÁS fechando um ciclo de cinco anos, final do ano passado com a Gás Brasileiro e agora a Gás Natural. O que nós vemos aqui é uma situação de erro de modelo. Um erro de modelo porque várias coisas que a gente discute aqui não necessariamente teriam que ser assim.*

*..... Portanto, parece evidente que o modelo, a decisão política de concessionar o serviço está correta. Concessionar o serviço e chamar a iniciativa privada, a empresa privada para vir operar o serviço por um prazo determinado. No caso aqui das concessionárias de gás, 30 anos, renováveis por mais 30. Elas estão construindo um patrimônio que não é delas. Elas estão construindo um patrimônio que retorna a nós cidadãos do estado de São Paulo ao final da concessão. Elas têm uma vantagem, operam em regime de monopólio em uma determinada área. Porque quando vemos aqui representantes da empresa dizendo: "Você me cortou a verba de publicidade!" Ninguém está dizendo que a empresa não possa fazer publicidade. O que se está dizendo é que nós consumidores não queremos pagar pela verba de publicidade na tarifa. Ninguém está dizendo que você não pode investir mais. O que nós estamos dizendo, por causa do modelo da estrutura tarifária, é que nós temos um modelo que está errado. E por que ele está errado? Porque tudo aquilo que foi apresentado como capacidade do grupo, e eu cumprimento o grupo e reconheço a grande capacidade pelo poderio econômico desse grupo econômico, como é o caso da (ENE), que é o controlador da Gás Brasileiro; como é o caso da (BG), que controla a COMGÁS; mas se os senhores cidadãos aqui, prestarem atenção neste modelo de estrutura tarifária, de que valeu nós concessionarmos uma empresa deste tamanho a um grupo econômico deste tamanho de patrimônio de 45 bilhões de euros, esse serviço, se quem investe são eles? Qual é a capacidade deles? Eles não estão indo bater à porta do Bradesco ou do Santander para se endividarem; porque se eu quiser, como empresário privado, abrir uma quitanda, eu tenho que ir ao banco pegar dinheiro. O que faz esse modelo de estrutura tarifária com a população do estado de São Paulo? Vem aqui na Audiência Pública, discute um plano de negócios, discute uma nota técnica e diz qual o total de investimentos que está sendo aprovado. e o que começa a fazer? Aprova a tarifa. O plano de investimentos está lá na tarifa. E no mês que vem, quando for publicada a tarifa, e a gente pagar, cada um de nós, clientes dessa concessionária, bem como os clientes da COMGÁS e os clientes da Gás Brasileiro. Ao pagarmos as nossas contas de gás no banco estaremos pagando uma parte, uma fração minúscula cada um de nós do investimento que vai ser feito nos próximos cinco anos. Bem, se somos nós que pagamos a conta qual foi a vantagem de concessionar? – a vantagem eu já disse antes – é prioridade de governo. Cabe a iniciativa privada aqui. Sem dúvida nenhuma cabe a iniciativa privada. Mas cabe a iniciativa privada porque nós temos que usufruir da capacidade de alavancagem da iniciativa privada para investir. Nós não estamos fazendo isso! Eles são simplesmente arrecadadores de tarifas da população e reinvestem depois que a população de São Paulo paga a conta. Isso tem que ser mudado. Isso é um modelo absurdo. É um modelo que penaliza a população e não traz vantagem nenhuma para a população. E diante do que estamos aqui nesta revisão de ciclo tarifário, há uma diferença de R\$ 150 milhões se não me engano de dinheiro que nós pagamos – não eu, porque eu não moro nessa região e não sou cliente dessa concessionária. Mas quem*



*mora e é cliente dessa concessionária, pagou, nos últimos cinco anos, para que ela fizesse o investimento previsto, aprovado pela ARSESP, e que foi para a tarifa. Mas a concessionária, por alguma razão que ela não explicou e que a ARSESP não explicou, não investiu. Ela recebeu, pôs no caixa o dinheiro, usou esse dinheiro não sei para quê, isso não está claro, não foi esclarecido; a ARSESP também não esclareceu. E agora a ARSESP vem com o número de R\$ 46 milhões, para devolver ao consumidor.*

### **Comentário ARSESP 1:**

A presente Audiência Pública não têm como objetivo uma discussão da política de concessões do Estado de São Paulo ou do modelo regulatório adotado. O modelo regulatório geral foi incluído no Contrato de Concessão, e os detalhes metodológicos foram discutidos e definidos antes desta Audiência Pública sendo refletidos na Nota Técnica nº RTM/02/2009. No entanto, a seguir se apresentam esclarecimentos com relação ao modelo regulatório utilizado (durante o Segundo Ciclo tarifário a ARSESP utilizou o método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para o cálculo do  $P_0$  o qual é aplicado em muitos países em distintos setores regulados.

### **Comentário ARSESP 2:**

Conforme o Plano de Negócios aprovado para o Segundo Ciclo Tarifário, os investimentos projetados foram de R\$ 190,4 milhões (a valores de abril de 2005).

O consumidor pagou por meio da margem ( $P_0 = 0,2986$  R\$/m<sup>3</sup>, valores de abril/2005) só uma parte dos R\$ 190 milhões de investimentos projetados no Plano de Negócios do Segundo Ciclo. Ou seja, o montante dos investimentos realizados em um Ciclo Tarifário não é recuperado nesse Ciclo Tarifário. A Margem Máxima ( $P_0$ ), e por consequência as tarifas seriam muito maiores se o montante investido em ativos, cuja vida útil atinge 30 anos, fosse recuperado em menos de 5 anos.

O cálculo de  $P_0$  com a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado aplicada pelo Regulador, considera a vida útil das instalações e a taxa de custo de capital aprovada.

Sua fórmula é a seguinte:

$$P_0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_5}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=5} \frac{D_i \cdot w}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}}$$

Onde:

$BRRL_0$  Base Tarifária Líquida de depreciações no início do ciclo (ano 0),

$BRRL_5$  Base Tarifária Líquida de depreciações no final do ciclo (ano 5),

$r_{wacc}$  custo de capital depois de impostos

$OPEX_i$  custos operativos, administração e comercialização no ano  $i$

$CAPEX_i$  investimentos no ano  $i$

$ODESP_i$  outras despesas, gastos e impostos no ano  $i$

$D_i$  depreciação no ano  $t$

$V_i$  volume de m<sup>3</sup> de gás canalizado distribuído no ano  $t$

$w$  taxa de impostos

$i$  cada ano do período do ciclo tarifário





Pode-se observar que o cálculo de P0 considera a dedução do valor residual dos ativos ao final do Ciclo.

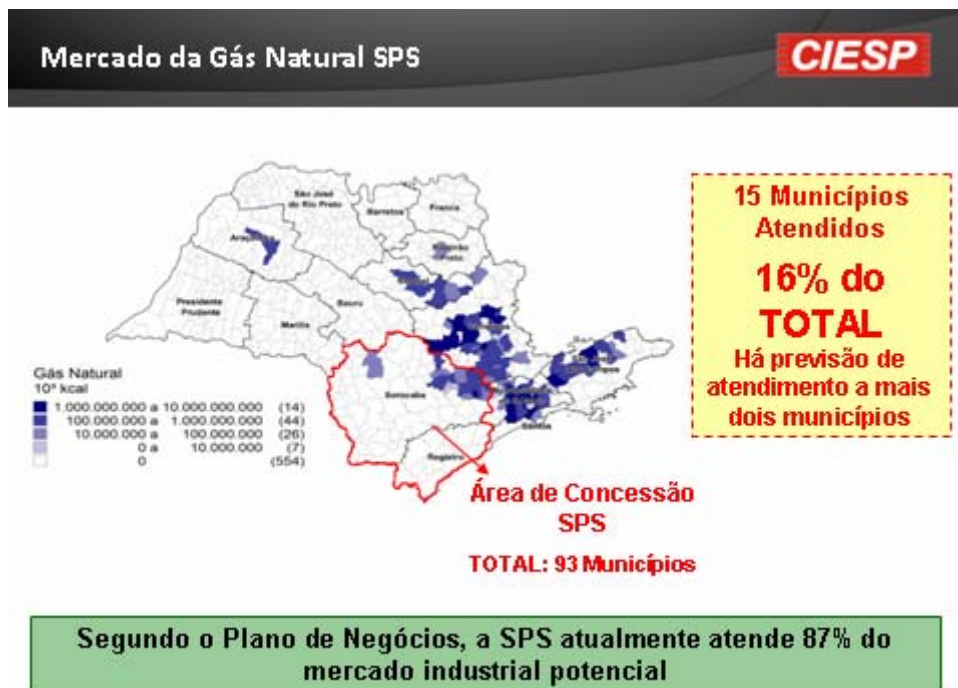
Em consequência, não é correta a afirmação de que os consumidores pagam durante o ciclo todo o montante dos investimentos realizados nesse ciclo e que a concessionária não deve financiar investimentos. Não é correta a afirmação de que a empresa deve devolver o montante total de investimentos previstos e não realizados porque a empresa não arrecadou o total desse montante durante o ciclo, mas apenas uma parte dele.

Se a concessionária não realizou os investimentos previstos, a mesma deve devolver o total arrecadado em excesso durante o Segundo Ciclo. O montante a descontar no primeiro ano do Terceiro Ciclo tem relação com os investimentos não realizados, mas também com os volumes previstos e não vendidos como consequência da não realização desses investimentos.

A metodologia aplicada pela ARSESP conforme estabelecido na Nota Técnica N° RTM/02/2009 (item 3.2.2.2 e Anexo 6), calcula as receitas arrecadadas em excesso aplicando a diferença entre o P0 realizado e o P0 aprovado (quando positiva) aos volumes efetivamente vendidos. A mesma considera o ajuste anual do P0 pelo IGPM e a atualização mensal dos montantes arrecadados em excesso ao início do Terceiro Ciclo aplicando a WACC do Segundo Ciclo. (ver detalhe no item 4.4).

#### 4.2 Cobertura Insuficiente na Área de Concessão

Extraído da contribuição da CIESP:



Fonte: Anuário Estatístico de Energia por Município no Estado de São Paulo - 2008; Plano de Negócios SPS

#### Comentário ARSESP 1:

Os critérios e obrigações do atendimento do mercado foram estabelecidos nos termos do Contrato de Concessão celebrado entre o Estado de São Paulo e a Gás Natural São Paulo Sul. A Primeira Subcláusula da Cláusula Sexta indica que, além das



responsabilidades de investimento, estabelecidas no “caput” da Cláusula e na Sétima Cláusula do Contrato (metas mínimas), a GNSPS deverá expandir os seus sistemas dentro de sua área de concessão, por solicitação devidamente fundamentada de qualquer interessado, sempre que o serviço seja economicamente viável. Desta forma, coerente com outros serviços considerados não essenciais, não é obrigação contratual a universalização do serviço de distribuição de gás canalizado.

O atendimento do mercado exige investimentos significativos para instalação da infraestrutura de distribuição de gás canalizado, que estão refletidos nas tarifas. Em muitos casos, em área de concessão de baixa densidade industrial e com área geográfica extensa, tais investimentos não são economicamente viáveis. Os investimentos em infraestrutura de distribuição são elevados, em geral da ordem de dezenas de milhões de reais, e sua execução deve sempre encontrar a contrapartida de mercado. Em caso de a distribuidora ser obrigada a executar obras consideradas não viáveis, o resultado seria a elevação geral da margem de distribuição e correspondentes tarifas dos demais usuários, levando no limite a inviabilidade do fornecimento pela falta de competitividade do gás natural, em relação aos demais combustíveis.

É sempre possível prever a contribuição de participação financeira do usuário em projetos nos quais não se verifica viabilidade econômica com as tarifas vigentes.

A seguir mostram-se alguns casos típicos de expansão e a margem necessária para que os custos sejam cobertos:

<b>Tubulação 4” - 20 km</b> <i>Típico para atender 4 Indústrias de Pequeno Porte</i>			
Mercado:	200.000 m <sup>3</sup> /mês	Investimento: R\$ 8,5 milhões	Requisito*: 0,3037 R\$/m <sup>3</sup>

<b>Tubulação 6” - 50 km</b> <i>Típico para atender 4 Indústrias de Grande Porte</i>			
Mercado:	1.000.000 m <sup>3</sup> /mês	Investimento: R\$ 25 milhões	Requisito*: 0,4466 R\$/m <sup>3</sup>

<b>Tubulação 10” - 80 km</b> <i>Típico para atender um novo município com 8 Indústrias + um posto GNV: o investimento inclui City Gate</i>			
Mercado:	2.000.000 m <sup>3</sup> /mês	Investimento: R\$ 65 milhões	Requisito*: 0,5806 R\$/m <sup>3</sup>

\* *Requisito = Valor Presente Investimento / VP Volume, calculado ao longo de 15 anos de consumo, incluindo custo operacional.*

A qualquer tempo, caso seja verificada a viabilidade econômico-financeira da extensão de novas redes, a concessionária deverá implantar a infra-estrutura.

#### **Comentário ARSESP 2:**

A GNSPS atualmente atende clientes em um total de 17 municípios e a previsão é atender mais 4 municípios até o final do Terceiro Ciclo, sendo esses:



<b>1o. Ciclo 2000 - 2004</b>	<b>2o. Ciclo 2005-2009</b>	<b>3o. Ciclo 2010-2014</b>
São Roque, Sorocaba, Itu, Salto, Votorantim, Tatuí, Araçariguama, Alumínio,	São Roque, Sorocaba, Itu, Salto, Votorantim, Tatuí, Araçariguama, Alumínio, Porto Feliz, Boituva, Laranjal Paulista, Cerquilha, Mairinque, Capela do Alto, Cesário Lange, Iperó	São Roque, Sorocaba, Itu, Salto, Votorantim, Tatuí, Araçariguama, Alumínio, Porto Feliz, Boituva, Laranjal Paulista, Cerquilha, Mairinque, Capela do Alto, Cesário Lange, Iperó, Botucatu, Itapetininga, Ibiúna, Tietê

Como foi mencionado anteriormente, não existe uma obrigação no Contrato de Concessão de que sejam atendidos todos os municípios na área de concessão, a grande maioria não tem condições que permitam projetos de infra-estrutura economicamente viáveis. Nenhuma concessionária de gás canalizado no Brasil atende todos os municípios na sua área de concessão. Mesmo em países desenvolvidos, com histórico de mais de 150 anos de distribuição de gás e mercados residenciais relevantes, não há cobertura geográfica total. O gás é uma alternativa energética e não um requisito obrigatório.

A ARSESP vem constantemente observando o cumprimento das obrigações do Contrato de Concessão, não somente durante processos de revisão tarifária, mas também por meio de regulamentações e fiscalizações.

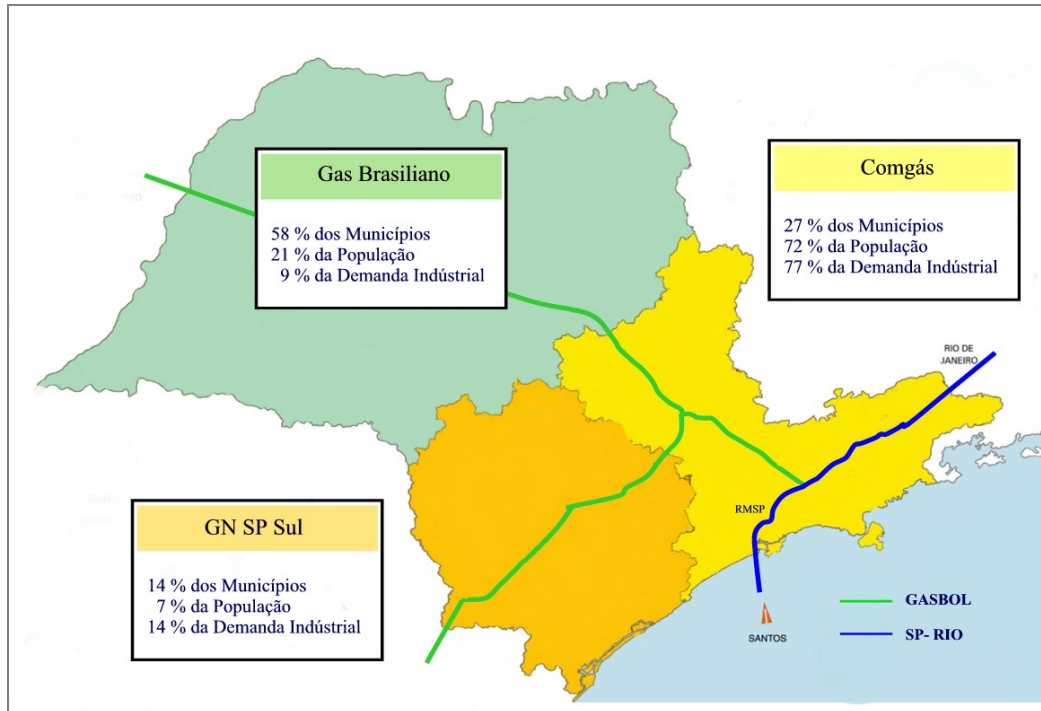
### **Comentário ARSESP 3:**

As características do mercado da GNSPS foram apresentadas na Audiência Pública AP-002/2010:

- Mercado Industrial
  - Disponibilidade de Biomassa com baixo preço
  - Grandes distâncias até pontos de consumo de gás natural
  - Disponibilidade de sub-produtos do processo industrial
  - Grandes volumes concentrados em poucos clientes
- Mercado Residencial e Comercial
  - Centros urbanos pequenos e dispersos
  - 7,4% da população do Estado em 21,3% da área
  - Baixa densidade habitacional; pouca verticalização
  - Comércio de menor porte (consumo médio 60% inferior ao da RMSP)
- Mercado Veicular
  - A maioria dos centros urbanos não justifica investimento em postos de GNV
  - Somente 5,7% da frota de veículos no Estado
- Mercado Geração (Termoelétrica e Cogeração)
  - Não há projetos previstos para o Terceiro ciclo tarifário



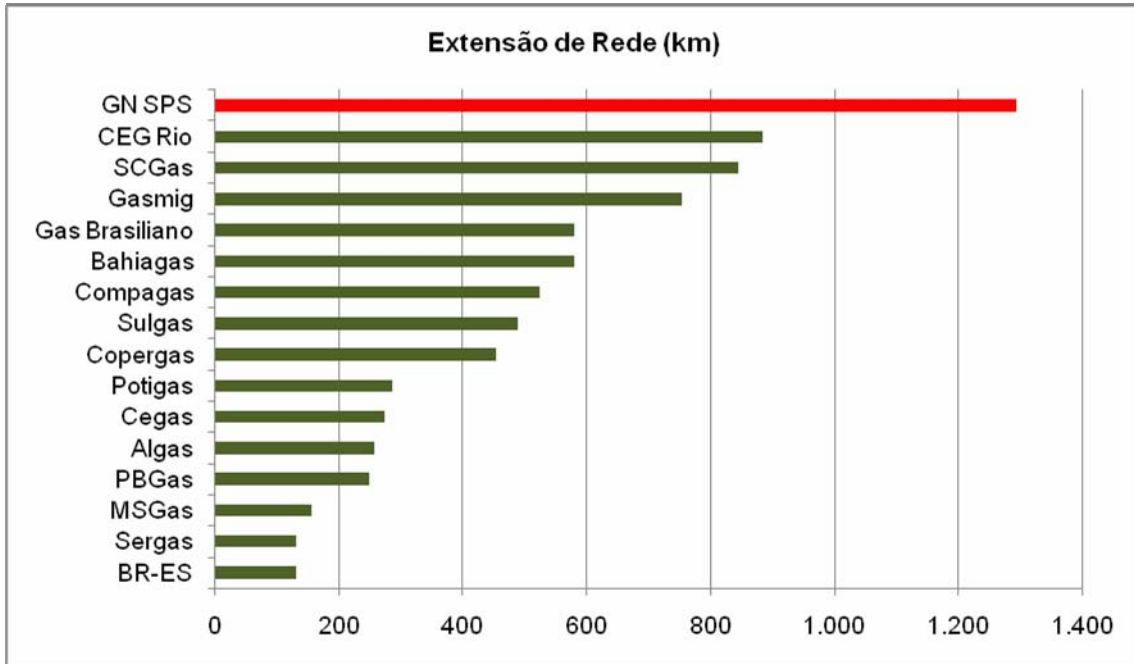
O gráfico seguinte apresenta as características básicas relevantes do mercado de gás natural no Estado de São Paulo. Observa-se que a região da GNSPS caracteriza-se por reduzida demanda industrial por combustíveis. Ainda que toda a região da GNSPS utilizasse como combustível exclusivamente o gás natural, o consumo deste energético seria de apenas 14% do consumo total de combustíveis do Estado de São Paulo. Trata-se de uma questão estrutural que só será modificada no longo prazo com a efetiva implementação de políticas de descentralização industrial no Estado de São Paulo.



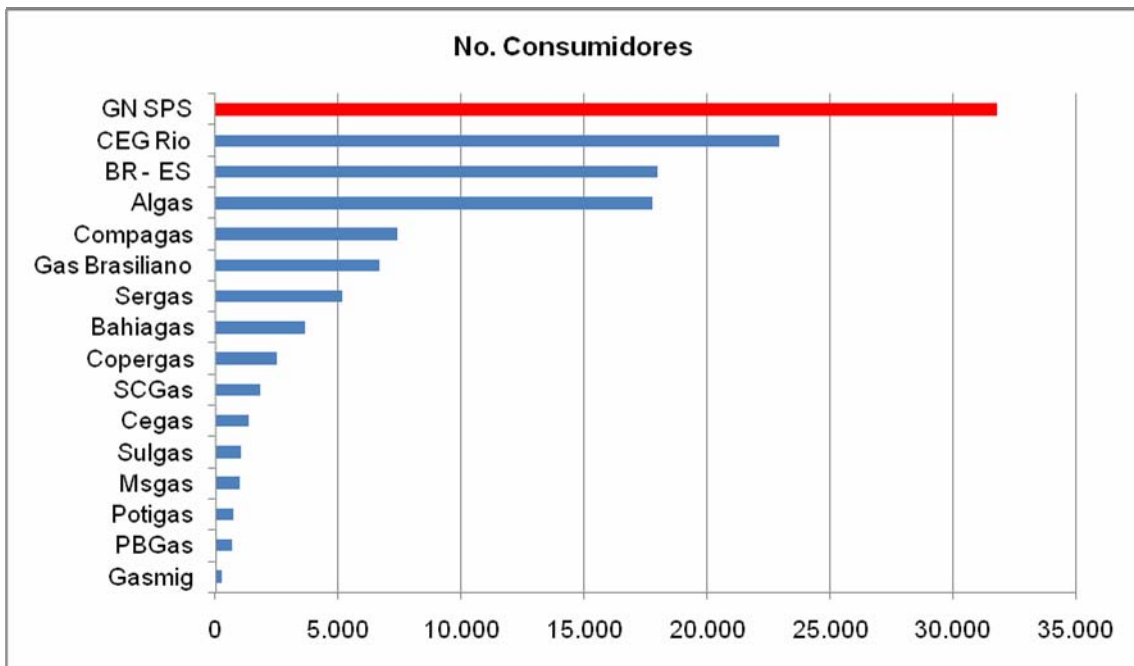
A demanda industrial indicada no gráfico corresponde a combustíveis que o gás natural possa deslocar.

#### Comentário ARSESP 4:

Apesar dos obstáculos ao desenvolvimento de gás canalizado na região a concessionária vem crescendo e agora ocupa uma posição a frente das outras concessões “greenfield” no Brasil, conforme mostrado pelos seguintes gráficos:



Fonte de dados: ABEGAS



Fonte de dados: ABEGAS



#### 4.3 Ajustes da Receita por investimentos não realizados no Segundo Ciclo

Extraído da contribuição da CIESP:



##### Qual foi a metodologia de cálculo dos PO utilizados pela Arsesp?

Subsistema	Ajuste Margem Máxima 2C				
	PO Calculado 2005 (R\$/m³)	PO Aprovado 2C 2005 (R\$/m³)	Diferença PO 2005 (R\$/m³)	VPL Volumes Realizados (mil m³)	VPL Redução Receita (R\$ mil)
Laranja Paulista	0,2899	0,2986	-0,00867	3.054.641	(25.709)
Sorocaba	0,3017	0,2986	0,00308	3.054.641	-
Araçoiáçuama	0,2985	0,2986	-0,00011	3.054.641	(356)
Tatuí	Não corresponde				-
Iperó	0,2987	0,2986	0,00010	3.054.641	-
Avaré	0,2993	0,2986	0,00072	3.054.641	-
Cesário Lange	0,2979	0,2986	-0,00067	3.054.641	(1.994)
Botucatu	0,2929	0,2986	-0,00575	3.054.641	(18.516)
Itapevíninga	0,3043	0,2986	0,00572	3.054.641	-
TOTAL				3.054.641	(46.576)

Fonte: ARSESP, Nota\_Receita\_016R\$-09-20\_12\_Margem\_Máxima

Extraído da apresentação oral na Audiência:

..... Isto aqui é nota técnica junto com planos de investimentos, isto é tudo o que temos que estudar para vir e falar aqui na Audiência Pública. Aqui na página 73, que fique registrado para a ARSESP responder, a previsão de queda da receita, desse dinheiro que vai ser devolvido ainda nos R\$ 46 milhões como quer a ARSESP, como vai acontecer, quando começará? Agora em junho de 2010? Não. Em junho de 2011? Não. Em junho de 2012 que se começará a devolver o dinheiro dos últimos cinco anos. Também de ver isso respondido. Mas vou falar da minha apresentação, que fala sobre isso.

..... Está aqui o CAPEX previsto e o CAPEX realizado no segundo ciclo – 2005, 2006, 2007 – e assim por diante; e tudo isto aqui, não vamos esquecer, são valores dos anos de 2005, que em algum lugar ou em alguma sala talvez em Sorocaba ou em São Paulo, não sei onde foi feita a Audiência Pública, em 2005 uma audiência foi feita. Estou falando de valores projetados lá em 2005. Nós buscamos, a FIESP e o CIESP buscaram trazer ao valor de 2005 o CAPEX previsto. E em que taxa? A taxa de WACC que está prevista na remuneração da base da concessionária. Então, nós trouxemos o valor que de 244 em dinheiro de abril / 2005 são R\$ 190 milhões. Para compararmos alhos com alhos e não alhos com bugalhos. O realizado foi 107. Pelo mesmo critério de cálculo, 84. Há uma diferença que vocês, clientes da Gás Natural, pagaram a mais ao longo desses últimos cinco anos, que foi para o caixa da empresa, de R\$ 105 milhões em dinheiro de abril de 2005.

Precisamos corrigir esse dinheiro. A base de aplicação não pode ser o volume previsto. Tem que ser o volume realizado. Feita essa conta, o que era R\$ 105 milhões, baixa. Vai para R\$ 102 milhões em dinheiro de 2005. Que agora vamos trazer para 2010.

Estamos falando em R\$ 170 milhões de apropriação do dinheiro do consumidor que foi feito pela concessionária e que a ARSESP está falando em R\$ 46 milhões.



### Comentário ARSESP 1

O cálculo do montante de receitas arrecadadas em excesso apresentado pela CIESP não é correto. Não é possível devolver o que não foi arrecadado.

O cálculo não considera a redução nos volumes previstos associada aos investimentos não realizados. O cálculo considera que a concessionária deve devolver o total do CAPEX previsto e não realizado, mesmo se a empresa não arrecadou esse montante durante o ciclo como mostrado no item 4.1. Conforme detalhado, isso é equivalente a supor que a recuperação dos investimentos se completa no mesmo ciclo em que estes são realizados. Este é um erro muito significativo considerando que os ativos de rede têm uma vida útil de 30 anos ou mais.

### Comentário ARSESP 2:

Nos casos de não cumprimento das metas físicas se realizou o ajuste segundo previsto na Nota Técnica nº RTM/02/2009, isto é, se um projeto é sub-executado para um sistema, foram modificados o Capex e a demanda incremental associada ao sistema, calculando novamente o valor da margem máxima (P0) do Segundo Ciclo com esta nova informação. A diferença entre ambos os P0 (com investimentos programados e com investimentos realizados), quando for positiva, foi multiplicada pelos volumes efetivamente medidos durante o segundo ciclo para calcular o total arrecadado em excesso pela concessionária por sub-execução do projeto. Os montantes arrecadados em excesso foram atualizados para o início do Terceiro Ciclo utilizando a WACC do Segundo Ciclo, e descontados do requerimento de receita para o primeiro ano do Terceiro Ciclo.

### Comentário ARSESP 3:

Para demonstrar a aplicação do procedimento detalhado na Nota Técnica nº RTM/02/2009 selecionou - se como exemplo o Subsistema Botucatu, onde a concessionária não realizou investimentos durante o Segundo Ciclo Tarifário. A seguinte tabela mostra os investimentos (CAPEX) e volumes projetados para o Segundo Ciclo Tarifário.

Ano	Incremento investimentos (MR\$, Abril 2005 =100)	Incremento volume (Mm3)
2005/2006	807	-
2006/2007	47.324	-
2007/2008	3.379	33.323
2008/2009	1.434	33.918
2009/2010	1.758	34.190
Total	54.703	101.431

A GNSPS deveria ter investido R\$ 54,7 milhões durante o Segundo Ciclo Tarifário para atender um incremento de demanda de 101,4 milhões de m3/ano

O enfoque metodológico aplicado segue o procedimento:

1. Monitoramento: Se um projeto é sub-executado (exemplo o projeto Subsistema Botucatu), então se modifica o valor do CAPEX e a demanda incremental associada a este projeto.



2. Calcula-se novamente a margem ( $P_0'$ ) com esta nova informação de monitoramento e com os custos unitários dos investimento programados ( $P_0' = 0,2929 \text{ R\$}/m^3$ , valor a abril 2005).
3. Calcula-se a Diferença Tarifária (DT) com investimentos programados e investimentos executados.  $DT = (P_0 - P_0') = (0,2986 - 0,2929) = 0,00575 \text{ R\$}/m^3$ , valor a abril 2005.
4. Calcula-se o Total Arrecadado em Excesso (TAE), por menor execução do projeto Subsistema Botucatu, que é igual ao diferencial tarifário multiplicado pelos volumes executados (VE).

$$TAE = \sum_{m_i, a_j} VE_{m_i} * DT_{a_j} = 13.516 \left( \text{R\$ mil} \right)$$

Onde:

$$i = 1, 2, \dots, 60$$

$$m_1 = \text{julho/05}, m_2 = \text{julho/05}, \dots, m_{60} = \text{maio/10}.$$

$$j = 1, 2, 3, 4, 5$$

$$a_1 = \text{ano tarifário 2005/2006}, a_2 = \text{ano tarifário 2006/2007}, a_3 = \text{ano tarifário 2007/2008}, a_4 = \text{ano tarifário 2008/2009} \text{ e } a_5 = \text{ano tarifário 2009/2010}.$$

$DT_{a_j}$  é o Diferencial Tarifário atualizado cada ano tarifário por IGPM.

5. Atualiza-se com a WACC o total arrecadado em excesso ao início do Terceiro Ciclo (TAETC) e desconta-se este valor do requerimento de receita para o Terceiro Ciclo.

$$TAE = \sum_{m_i, a_j} VE_{m_i} * DT_{a_j} * (1 + WACC_m)^{(60-i)} = 18.516 \left( \text{R\$ mil} \right)$$

Onde:

$$WACC_m = \left[ (1 + WACC)^{1/12} - 1 \right] = \left[ (1 + 0,1366)^{1/12} - 1 \right] = 0,01072724$$

Na tabela a seguir apresenta-se o ciclo da TAETC correspondente a alguns meses do Segundo Ciclo Tarifário, conforme a descrição acima e o resultado total para o Sistema de Botucatu.





Mês		Volume Realizado Mil m3	Diferencial Tarifário atualizado por IGPM	Fator Atualização	TAETC
			$DT_{a_j}$	$(1+0,01072724)^{(60-i)}$	
		(a)	(b)	(c)	(d) = (a)*(b)*(c)
Jun-05	1	32.682.595	0,00575	1,88	353
Jul-05	2	26.696.875	0,00575	1,86	285
Ago-05	3	30.130.188	0,00575	1,84	318
Set-05	4	30.668.954	0,00575	1,82	320
Out-05	5	29.180.424	0,00575	1,80	302
Nov-05	6	28.696.734	0,00575	1,78	293
Dez-05	7	27.568.169	0,00575	1,76	279
....	....	....	....	....	....
....	....	....	....	....	....
Out-09	53	43.032.539	0,00699	1,08	324
Nov-09	54	44.648.721	0,00699	1,07	333
Dez-09	55	37.685.874	0,00699	1,05	278
Jan-10	56	47.324.928	0,00699	1,04	345
Fev-10	57	41.286.266	0,00699	1,03	298
Mar-10	58	42.930.226	0,00699	1,02	306
Abr-10	59	44.495.548	0,00699	1,01	314
Mai-10	60	41.853.535 (*)	0,00699	1,00	292
<b>Totais</b>		<b>2.243.179.254</b>			<b>18.614</b>

(\*) Valor estimado.

Finalmente o total arrecadado em excesso resulta da soma dos montantes calculados para cada projeto.

A metodologia utilizada permite compensar aos usuários pelo montante arrecadado em excesso pela Concessionária, por não cumprimento das metas físicas do Plano de Negócios do Segundo Ciclo, na margem do Terceiro Ciclo Tarifário. Os montantes são corrigidos pelo custo médio de capital do Segundo Ciclo (WACC= 13,66%).

O impacto do ajuste sobre o valor de P0 do Terceiro Ciclo é superior a 10%.

#### Comentário ARSESP 4

Na resposta a contribuição da FIESP incluída no item 6.3.2, se mostra com detalhe que a redução do P0 realizada é equivalente a uma dedução da receita no início do Terceiro Ciclo Tarifário.



## 5 COGEN

A Associação de Indústrias de Cogeração de Energia (COGEN) realizou uma apresentação intitulada: *"Panorama da Indústria de Cogeração e Climatização a Gás Natural. Potencial, Desafios & Oportunidades*. Extraído da contribuição da COGEN:

1. *Estratégia para Fomento Cogeração e Climatização.*
2. *Estabelecer política pública para edifícios comerciais, residenciais, hospitais, hotéis, escolas, clubes e shoppings centers em locais com rede de distribuição de GN substituir em até 5 anos geração de emergência diesel por GN.*
3. *Condicionar emissão de autorização para uso do solo urbano, às solicitações para expansão de novas S/Es de transformação de energia, que seja precedida da análise da possibilidade de serem substituídas com oferta de energia proveniente de sistemas de geração distribuída, operando com gás natural.*
4. *Não conceder licença de instalação para geração de emergência e de ponta com diesel, nos locais com rede de distribuição de GN (existente ou planejada) e induzir geração com GN. Para existente, estabelecer prazo de até 05 anos para substituir diesel por GN.*
5. *Estabelecer Política para Fomento da indústria de cogeração que contemple valores competitivos para margem e molécula.*
6. *Examinar possibilidade de enquadrar projetos de cogeração e climatização a gás natural nas Linhas de Financiamento da Nossa Caixa Desenvolvimento*

### Comentário ARSESP 1:

A apresentação da COGEN contém temas que não são diretamente relacionados à revisão tarifária. No sentido de aumentar a competitividade dos projetos de cogeração a ARSESP decidiu por uma redução adicional da margem aplicada a este segmento.

Não cabe à ARSESP comentar sobre quaisquer políticas públicas. As respostas apresentadas se restringem aos assuntos pertinentes à revisão tarifária.

### Comentário ARSESP 2:

Referente aos itens incluídos na "Agenda Proposta – Expansão Competitiva Novo GN", apresenta-se a resposta ao tópico relacionado à Revisão Tarifária.

**"Agenda Proposta - Expansão Competitiva NOVO GN"**

- **"Expandir oferta de GNC > antecipar mercado para futura rede de distribuição"**

A ARSESP apóia o uso de GNC para o desenvolvimento de mercados e como uma antecipação da implantação da infra-estrutura de gás canalizado. Por este motivo, a ARSESP tem aprovado margens diferenciadas para este segmento.

## 6 FIESP

### 6.1 Número de clientes e consumo específico

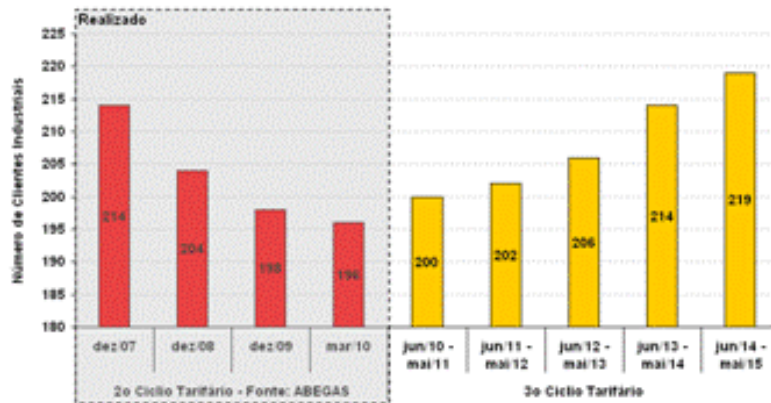
Na apresentação da FIESP a seguinte tabela e dados foram apresentados, com o questionamento: *"Perda de clientes no 2º ciclo; Para o 3º ciclo, projeção de aumento do nº de clientes associado a redução nos volumes??"*



**Número de Clientes**



Número de clientes por mercado	2o Ciclo Tarifário - Fonte: ABEGAS				CRESCIMENTO 2007/2010	3o Ciclo Tarifário					CRESCIMENTO 2015/2010
	dez/07	dez/08	dez/09	mar/10		jun/10 - mai/11	jun/11 - mai/12	jun/12 - mai/13	jun/13 - mai/14	jun/14 - mai/15	
Residencial	27.746	30.622	30.733	30.732	11%	33.976	37.299	40.703	44.197	47.761	56%
Comercial	771	828	857	855	11%	889	935	984	1.036	1.094	28%
Industrial	214	204	198	196	-8%	200	202	206	214	219	72%
GNV	31	32	31	31	0%	34	35	39	43	46	48%
<b>Total</b>	<b>28.761</b>	<b>31.586</b>	<b>31.819</b>	<b>31.814</b>	<b>11%</b>	<b>35.098</b>	<b>38.471</b>	<b>41.932</b>	<b>45.490</b>	<b>49.140</b>	<b>54%</b>



*Perda de clientes no 2º ciclo;  
 Para o 3º ciclo, projeção de aumento do nº de clientes associado a redução nos volumes??*

Fonte: GAS ENERGY, Dados: ABEGAS, Plano de Negócios SPS

**Comentário ARSESP:**

A projeção do consumo do segmento industrial apresentada na Nota Técnica nº GNSPS 03/2010 não mostra uma redução nos volumes para o Terceiro Ciclo.

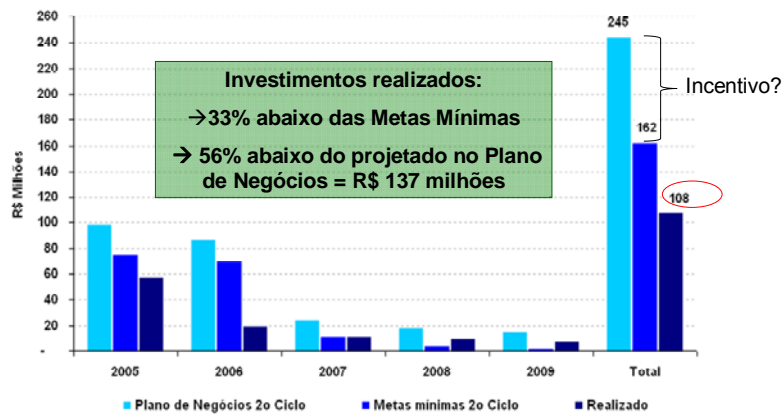


## 6.2 Resultado dos incentivos aos investimentos durante o Segundo Ciclo

### CAPEX Histórico



#### Investimentos Previstos vs Realizados no 2º Ciclo Tarifário



Fonte: GAS ENERGY. Dados: Revisão Tarifária SPS 2005 – ARSESP, Nota\_Tecnica\_GNSPS-03-2010\_Margem\_Maxima

### CAPEX Histórico



#### Investimentos Previstos vs Realizados no 2º Ciclo Tarifário – km de Rede

Sistema	REDE PRIMARIA				REDE SECUNDARIA			
	Rede aprovada no 2º Ciclo	Rede realizada no 2º Ciclo	km aprovados e não realizados		Rede aprovada no 2º Ciclo (km)	Rede realizada no 2º Ciclo (km)	km aprovados e não realizados	
	km	km	km	%	km	km	km	%
Araçariquama	14,90	1,60	13,30	89%	30,20	25,50	4,70	16%
Avaré	-	-	-	-	12,00	5,60	6,40	53%
Botucatu	85,50	-	85,50	100%	27,50	-	27,50	100%
Cesário Lange	7,60	-	7,60	100%	-	-	-	-
Iperó	-	-	-	-	12,70	6,70	6,00	47%
Itapetininga	25,80	-	25,80	100%	27,70	-	27,70	100%
Laranjal Paulista	139,30	53,90	85,40	61%	42,50	99,80	-	-
Sorocaba	27,20	18,50	8,70	32%	379,90	259,00	120,90	32%
Tatui	1,30	5,10	-	0%	31,10	47,70	-	0%
<b>Total</b>	<b>301,60</b>	<b>79,10</b>	<b>226,30</b>	<b>75%</b>	<b>563,60</b>	<b>444,30</b>	<b>119,30</b>	<b>21%</b>

345 km de rede aprovados no 2º Ciclo e não construídos

Fonte: GAS ENERGY. Dados: Revisão Tarifária SPS 2005 – ARSESP, Nota\_Tecnica\_GNSPS-03-2010\_Margem\_Maxima

#### Comentário ARSESP:

Como indicado pela ARSESP na Nota Técnica n° GNSPS/03/2010, a concessionária não realizou os investimentos previstos no Plano de Negócios do Segundo Ciclo Tarifário. Todos os modelos regulatórios que utilizam incentivos têm como base um conjunto de hipóteses sobre o entorno da concessionária, que também tem impacto nas decisões de



investimento. Não é possível assegurar sempre a realização dos investimentos previstos pela aplicação de nenhum modelo.

O modelo utilizado fornece incentivos à concessionária para investir e assegura a minimização de comportamentos estratégicos indesejáveis em detrimento dos consumidores, estabelecendo a dedução dos montantes arrecadados em excesso, atualizados pela WACC.

Adicionalmente, o regulador fiscaliza periodicamente o cumprimento das metas mínimas de investimento estabelecidas no Contrato de Concessão e, em caso de inadimplência, aplica as penalidades previstas; a concessionária tem depositado uma garantia que permite assegurar a cobrança das penalidades aplicadas.

### 6.3 Ajustes da Receita por investimentos não realizados no Segundo Ciclo

#### 6.3.1 Significado VPL

Extraído da contribuição da FIESP:



Tabela 23 – Ajustes da Receita por investimentos não realizados no Segundo Ciclo

Subsistema	Ajuste Margem Máxima 2C				
	P9 Calculado 2005 (R\$/m <sup>3</sup> )	P9 Aprovado 2C 2005 (R\$/m <sup>3</sup> )	Diferença P9 2005 (R\$/m <sup>3</sup> )	VPL Volumes Realizados (mil m <sup>3</sup> )	VPL Redução Receita (R\$ mil)
Laranjal Paulista	0,2899	0,2986	-0,0087	3.054.641	(25.709)
Sorocaba	0,3017	0,2986	0,00308	3.054.641	-
Araçariçuama	0,2965	0,2986	-0,00211	3.054.641	(356)
Totat	Não corresponde				-
Iperó	0,2967	0,2986	0,0019	3.054.641	-
Avare	0,2993	0,2986	0,00072	3.054.641	-
Cesário Lange	0,2979	0,2986	-0,0007	3.054.641	(1.904)
Botucatu	0,2929	0,2986	-0,00575	3.054.641	(18.516)
Itapetininga	0,3043	0,2986	0,00572	3.054.641	-
<b>TOTAL</b>				<b>3.054.641</b>	<b>(46.676)</b>

VPL ??

Volume não corresponde ao apresentado na Nota Técnica nem ao da ABEGAS

Fonte: Nota Técnica\_GMSFS-03-2010\_Margem\_Máxima, pág. 10

#### Comentário ARSESP:

Com relação ao cálculo dos ajustes da receita por investimentos não realizados no Segundo Ciclo, ver Item 4.3 deste documento.

No que se refere ao significado do VPL, o mesmo é o Valor Presente, ao início do Terceiro Ciclo Tarifário, dos Volumes Realizados durante o Segundo Ciclo Tarifário corrigido pela WACC deste ciclo.



$$VPL = \sum_{m_i} VE_{m_i} (1 + WACC_m)^{(60-i)}$$

Conforme a resposta do item 4.3.

$$TAE = \sum_{m_i, a_j} VE_{m_i} * DT_{a_j} * (1 + WACC_m)^{(60-i)}$$

$$TAE = \sum_{a_j} VPL * DT_{a_j}$$

### 6.3.2 Volume não corresponde ao apresentado na Nota Técnica nem ao da ABEGAS

#### Cálculo do Ajuste



Incoerência no cálculo do P0:

P0 (sem ajuste): R\$ 0,2668/m³

P0 (com ajuste): R\$ 0,2408/m³

P0 (diferença): R\$ 0,026/m³

Volume Previsto (3º Ciclo): 2.362 MMm³

**Ajuste = R\$ 61,4 milhões**

R\$ 46,6 milhões ou R\$ 61,4 milhões???

Penalidade ou devolução ???

Deixou de investir R\$ 137 milhões

#### Comentário ARSESP 1:

No Item 4.3, explica-se em detalhe o mecanismo de ajustes da receita do Terceiro Ciclo por investimentos não realizados no Segundo Ciclo.

#### Comentário ARSESP 2:

Com relação ao montante do ajuste realizado:

- Os R\$ 46,6 milhões correspondem à compensação aplicada ao início do Terceiro Ciclo Tarifário.
- A tabela a seguir mostra que a opção de deduzir esse montante ao início do Terceiro Ciclo Tarifário é equivalente a deduzir R\$ 61,4 milhões ao longo dos cinco anos (VP com taxa = WACC)



	Unidade	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	Volume Total
Previsão Consumo Consolidado	MM3/ano	450.498	456.821	468.650	484.503	501.588	2.362.061
P0 (diferença)	R\$/m3	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	
Devolução Anual	MR\$	11.713	11.877	12.185	12.597	13.041	<b>61.414</b>
Fator de ajuste (WACC = 9,56%)	Adim.	1,0956	1,2003	1,3151	1,4408	1,5786	
VP ao início do Ciclo	MR\$	10.691	9.895	9.265	8.743	8.262	<b>46.856</b>

- Portanto, não há incoerência no cálculo do P0. O volume considerado é o previsto para o Terceiro Ciclo Tarifário.

## 7 GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL

### 7.1 OPEX: Instalações Internas e Publicidade e Propaganda

Extraído da apresentação oral da GNSPS:

..... A gente sabe que a área de concessão da Gás Natural São Paulo Sul é Green Field. Essa Green Field tem duas características principais que os consumidores não têm instalações internas rápidas para o consumo com gás natural e também não têm cultura de gás natural. E aí, a Gás Natural São Paulo Sul tem que se fazer frente com dois focos fundamentais, fazer as instalações internas para que o cliente vir até o gás natural, fazer publicidade e propaganda para inserir a cultura de gás natural no cliente. A partir daí, a competitividade que a gente está procurando no terceiro ciclo nesse mercado residencial a gente vai, cada vez mais chegando à massificação do gás natural. Essa massificação do gás natural leva a uma redução de custo fixo para o cliente e aí, para o outro ciclo, tem uma redução tarifária que melhore ainda mais a competitividade. Aí a gente tem um ciclo virtuoso. Esse ciclo virtuoso pode ser acelerado com muito investimento, muito posto de instalação interna e muita publicidade e propaganda. Aí a gente atinge importantes reduções. Aí a gente tem uma redução de cinquenta e sete por cento aí nas instalações internas e três vírgula quatro milhões em publicidade e propaganda que a gente insiste que tem que ser reconhecido para desenvolver rapidamente, massificar o gás natural em São Paulo Sul.

#### Comentário ARSESP 1:

Segundo o Contrato de Concessão da GNSPS, a instalação interna contempla toda a infra-estrutura de utilização de gás, montada nas dependências do Usuário, a partir da válvula de bloqueio instalada após o medidor, com a finalidade de fazer fluir e consumir o gás.

A Terceira Subcláusula da Cláusula Segunda “Condições de Prestação dos Serviços” indica que a instalação interna do usuário começa imediatamente após a válvula de bloqueio, à jusante do medidor, e é de responsabilidade exclusiva do usuário, que deverá construí-la e conservá-la segundo normas e regulamentos pertinentes.

Portanto, não cabe reconhecer os custos das instalações internas dos clientes no cálculo da Margem Máxima.



### **Comentário ARSESP 2:**

A GNSPS contesta o não reconhecimento de R\$ 3,4 milhões no Plano de Negócios a título de despesas com propaganda e publicidade.

A ARSESP julga suficiente o montante concedido para essa rubrica. As deduções realizadas pela ARSESP são aquelas relacionadas exclusivamente a estratégias de publicidade da concessionária para consolidação de sua marca: atividades promocionais, doações, patrocínio cultural e artístico, fatos natalinos, patrocínios sem incentivos fiscais, donativos e contribuições. Além disso, foram deduzidos custos de operação e marketing não devidamente justificados.

### **7.2 Custo de Aquisição do Gás Natural**

Extraído da contribuição da GNSPS:

*O Custo de Aquisição de gás natural será crescente ao longo do quinquênio e sua média superará os R\$ 0,5253/m<sup>3</sup> definidos pela ARSESP, tendo em vista: i) a disponibilidade de gás contratada atualmente está limitada e a probabilidade dos contratos futuros de fornecimento de gás natural serem realizados com base em um único preço de gás natural para o território nacional é baixa, e ii) a evolução dos preços internacionais são crescentes tanto analisando os relatórios prospectivos do DOE e os mercados de futuros de NYMEX.*

### **Comentário ARSESP:**

A ARSESP reconhece as restrições de volume nos contratos de suprimento de gás atuais, e a necessidade de negociar novos termos e preços a partir do ano 2012. Mesmo a ARSESP concordando com a probabilidade de um preço relativamente alto para gás a partir de 2012, a projeção de preços apresentada pela GNSPS, atingindo R\$ 0,861 /m<sup>3</sup> no final do Terceiro ciclo é considerada pessimista.

O cenário econômico internacional indica que não há probabilidade de grande crescimento de consumo ou pressão sobre o preço de combustíveis; o mercado de futuros de gás no CME mostra um aumento de 11% ao longo dos próximos 5 anos; portanto, a ARSESP resolve manter a previsão do preço de gás.

### **7.3 Percentagem de Perdas Reconhecidas**

Extraído da apresentação da GNSPS:

*Outro componente ..... as perdas reconhecidas. A ARSESP está reconhecendo zero vírgula cinco por cento e esse patamar é muito baixo de perda reconhecida. Por exemplo, outras distribuidoras "em" Brasil como Comgás e CEG são iguais ou maior a um por cento. Na revisão que se está fazendo na Argentina, o percentual reconhecido para gás natural BAN e Metrogas é dois por cento. Na Colômbia, em transporte de já é reconhecido um por cento, na distribuição, dois vírgula cinco por cento, uma diferença bem importante de zero vírgula cinco por cento. No México essa porcentagem chega até dois por cento, no Uruguai, um por cento e "em" Peru, na última revisão dois por cento. De zero vírgula cinco para um patamar de dois por cento é muito dinheiro que a gente aí está sendo injustamente qualificado se reconhecido esses custos da perda.*

- **Perdas Reconhecidas pelos Reguladores:**





- Outras distribuidoras de gás do **Brasil**, como Comgas e CEG obtiveram índices maiores ou igual a **1%**.
- **Argentina**: Porcentual reconhecido de perdas operativas no sistema de distribuição = **2%** (BAN y Metrogas)
- **Colômbia**: Porcentual reconhecido de perdas de gás no Sistema Nacional de Transporte = **1%** e no sistema de distribuição = **2,5%** (Fonte: Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG)
- **México**: Porcentual reconhecido de perdas operativas no sistema de distribuição = até o limite de **2%** (Fonte: Comisión Reguladora de Energía – CRE)
- **Uruguai**: Porcentual reconhecido de perdas operativas no sistema de distribuição = **1%** (Fonte: Unidad Reguladora de Energía y Agua – URSEA)
- **Peru**: Porcentual reconhecido de perdas operativas no sistema de distribuição = **2%**

#### Comentário ARSESP:

Considerando a idade e as condições da rede da Gás Natural São Paulo Sul, a ARSESP entende que é factível reconhecer um valor de **0,5%**, compatível também com o valor estabelecido por ocasião da Revisão Tarifária da Gás Brasileiro Distribuidora.

#### **7.4 Custos Unitários de Tubulações**

Extraído da contribuição da GNSPS:

*A variação no preço do aço impacta diretamente nos preços dos tubos, pois representam aproximadamente 70% a 80% dos custos de fabricação. A **tendência é de elevação dos preços do aço no mercado internacional, assim como os de tubulação**. Seguindo esta tendência, as Usinas Nacionais reajustaram os preços do aço em Abril/2010: "Usiminas negocia elevar preço do aço para indústria, depois de ter elevado em 11 de abril seus preços para a cadeia de distribuição em 11 a 15 por cento." "As discussões começaram depois que o preço do minério de ferro foi elevado em cerca de 90 por cento pela Vale. Perguntado se a Usiminas promoverá outros aumentos de preço durante o ano, como forma de compensar os aumentos no custo, o executivo afirmou: Não tem como manter os preços por períodos maiores que três meses agora." Ele acrescentou que considera válidas projeções do mercado de que os preços de aço no Brasil este ano deverão subir cerca de 23 por cento. (Reuters)"*

#### Comentário ARSESP:

O preço do material é só uma parte do preço unitário total das tubulações de aço, que explica entre 22% e 40% do preço unitário total, segundo as características da obra. Portanto, um eventual aumento de 23% no custo de aço significaria um incremento entre 4 e 9 % no preço unitário total.

O preço ajustado pela ARSESP considerou a tendência dos últimos anos no mercado internacional para o material e do mercado nacional para a realização da obra. Na sua contribuição no item 3.2, a ABRACE observa que os preços reconhecidos pela ARSESP são superiores aos valores médios dos preços internacionais durante os últimos cinco anos. Os preços unitários ajustados pela ARSESP consideram as características das obras e refletem adequadamente a tendência do preço do aço.



## 7.5 BRRL inicial

Extraído da contribuição da GNSPS:

*Não é claro o procedimento de determinação da BRRL inicial do 2º ciclo (calcular por meio de iteração o valor da BRRLi para obter a P0 aprovada). Não identificamos a consideração da totalidade dos investimentos realizados no período de Jun/04 a Mar/05. Ou seja, não foi identificado o **montante investido de R\$ 65 milhões** e sim o valor de R\$ 42 milhões. Não identificamos a consideração dos investimentos realizados nos meses de abril/05 e maio/05 na 1ª Revisão Tarifária, nem no cálculo da Base Inicial do 3º ciclo (2ª Revisão Tarifária), totalizando **um montante de R\$ 12 milhões**. As **depreciações** utilizadas nos 1º e 2º ciclos são mantidas (atualizadas monetariamente) para o 3º ciclo, **sem considerar a vida útil dos ativos** (os ativos são depreciados como um mix com a mesma vida útil em forma indefinida, não sendo necessário já que se dispõem dos dados da contabilidade).*

### Comentário ARSESP:

O procedimento de determinação da BRRL inicial do Segundo Ciclo Tarifário corresponde a aplicação do estabelecido na Nota Técnica nº RTM/02/2009: Calcula-se uma BRRL inicial para a qual o resultado do P0 obtido no modelo de FCD aplicado no Segundo Ciclo é o P0 aprovado.

A BRRL assim determinada é a base inicial para o Segundo Ciclo Tarifário (31 de maio de 2005) e consideram-se incluídos todos os investimentos realizados até o mês de maio de 2005.

As depreciações de ativos foram realizadas considerando o valor da base regulatória indicado acima e a vida útil de cada conjunto de ativos.

## 7.6 Definição do Termo de Ajuste K 2010

Extraído da contribuição da GNSPS:

### **CÁLCULO ARSESP (NT nº GNSPS/05/2010)**

*Considerando a compensação do total do montante no Ano 1 do 3º ciclo,  $k = 0,131400$  R\$/m³.*

### **PROPOSTAS GNSPS DE AJUSTES NO CÁLCULO ARSESP**

*Volumes Projetados da NT nº GNSPS/03/2010 (Cálculo de MM) + Volumes distribuídos informados no Sistema de Mercado e Faturamento da ARSESP: Para Ano 1 do 3º ciclo,  $k = 0,136161$  R\$/m³. A GNSPS solicita a aplicação do fator de Ajuste k em até 2 anos.*

### Comentário ARSESP 1:

A Nota Técnica nº GNSPS 08/2010 apresenta o novo cálculo do termo K, com os ajustes decorrentes do novo mercado considerado para o Terceiro Ciclo.

### Comentário ARSESP 2:

A ARSESP aceita parcialmente a proposta de GNSPS, estabelecendo a aplicação do fator de ajuste K em até três anos.

## 7.7 Tarifas Propostas

Conclusões extraídas da apresentação da GNSPS:



*“Foi apresentada a proposta de desenho tarifário da GNSPS atingindo a MM de R\$ 0,2408/m<sup>3</sup> com as seguintes características:*

- *O desenho procura a massificação do gás natural nos segmentos residencial, comercial e industrial de baixo consumo.*
- *Mercado residencial:*
  - *Alteração do desenho tarifário de cascata para linear.*
  - *Reduções tarifárias entre 40% e 60% para as diferentes faixas.*
- *Mercado Comercial*
  - *Se propõe reduções da ordem de 25% na tarifa das diferentes faixas.*
- *Mercado Industrial*
  - *Se propõe reduções entre 19% e 12% favorecendo principalmente as faixas de menor consumo.*
- *Mercado GNV*
  - *Foram aplicadas reduções na margem, o que foi possível devido ao custo marginal.”*

#### **Comentário ARSESP:**

**A avaliação da proposta de Estrutura Tarifária apresentada pela GNSPS está incluída na Nota Técnica nº GNSPS/03/2010.**

## **8 IRS**

### **8.1 Inconsistências**

IRS observa que: *“Os Volumes apresentados no mercado consolidado são diferentes do gráfico da N° GNSPS/03/2010”.*

#### **Comentário ARSESP:**

**Os dados apresentados na Tabela 1- “Mercado Consolidado: Histórico” da Nota Técnica nº GNSPS/03/2010, erroneamente mostram somente o mercado industrial e não o mercado consolidado (conforme mostrado na Tabela 17 – “Dados Históricos Consolidados”). Os dados incluídos na Tabela 1 não foram usados no cálculo das previsões do mercado ou de P0. A Nota Técnica final foi corrigida para mostrar os dados do mercado total consolidado.**

### **8.2 Projeção de Volume**

*O IRS questionou: “Qual o volume utilizado pela ARSESP?”, referendo se ao volume do consumo de gás no ano 2009/2010, e também questionou uma “Queda de 16,8%” nos volumes entres anos 2009/10 e 2010/11.*

#### **Comentário ARSESP 1:**

**Na Nota Técnica nº GNSPS 03/2010 a ARSESP não publicou dados exatos para o consumo do ano 2009/2010 porque a série de dados desse ano não estava completa. Com a disponibilidade de dados mais recentes esses volumes foram atualizados, conforme descrito no item 12 deste documento.**



A queda de 16,8% citada pela IRS reflete um volume presumido de 541.527 mil m<sup>3</sup> para o ano 2009/2010, calculado pela IRS com base em extrapolação dos volumes do Segundo Ciclo. Este cálculo não proporciona uma estimativa dos volumes realizados, conforme mostrado no item 12 deste documento.

*O IRS apresentou 3 cenários de crescimento futuro baseado em 3 taxas de crescimento, citando as seguintes bases de cálculo: 2,7% a.a. (média Nota Técnica), 8,6% a.a. (média do crescimento ao longo do 2º. ciclo de acordo com os dados da ABEGAS) e 11,27% a.a. (média 2º. Ciclo – ARSESP).*

#### **Comentário ARSESP 2:**

No cálculo do P0 a ARSESP usou exclusivamente dados históricos fornecidos pela concessionária, verificados por meio do sistema de faturamento. A estimativa do volume para o ano 2009/2010 foi calculada a partir dos dados disponíveis na data da elaboração da Nota Técnica nº GNSPS 03/2010. Com a disponibilidade de dados mais recentes esses volumes foram atualizados, conforme descrito no item 12 deste documento, resultando em ajustes nos volumes para o ano 2009/2010 e os anos seguintes.

## **9 PREFEITURA MUNICIPAL DE AVARÉ E INDÚSTRIA DE PISOS DE AVARÉ**

Por meio de contribuições orais na ocasião da Audiência Pública a Prefeitura de Avaré e a Indústria de Pisos de Avaré reivindicaram a inclusão de fornecimento de gás natural canalizado para Avaré no Plano de Negócios para o Terceiro ciclo.

#### **Comentário ARSESP:**

Como apresentado pela ARSESP (“Proposta de Valor Inicial da Margem Máxima (P0) e Termo de Ajuste K - Análise de Projeto de Expansão – Avaré”) o atendimento à Avaré e região enfrenta severas dificuldades com respeito a viabilidade econômica do projeto, em função do reduzido mercado e as grandes distâncias envolvidas.

Em atendimento ao pleito das representantes de Avaré, e reconhecendo a importância do gás natural para os potenciais consumidores na região, a ARSESP vem procurando possíveis soluções para superar as dificuldades na viabilização de um projeto que permita suprir gás natural a Avaré e região.

A ARSESP vem analisando várias alternativas de atendimento à região sendo que a opção mais favorável deverá ser colocada em consulta pública no futuro próximo.



## 10 QUANTUM

### 10.1 Taxa do custo médio ponderado de capital (“Weighted Average Capital Cost” - WACC)

A Consultora QUANTUM realizou diversos comentários referentes ao cálculo da taxa de remuneração (taxa livre de risco, beta, risco tamanho e risco cambial) utilizada para a Revisão Tarifária de GNSPS. Finalmente estimou o impacto das diferenças da WACC no P0.

#### Comentário ARSESP:

A taxa do custo médio ponderado de capital (“Weighted Average Capital Cost” - WACC), a ser aplicada no cálculo tarifário no âmbito da Revisão Tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S.A. foi definida por Deliberação ARSESP Nº 119, de 08-02-2010. Previamente, a proposta da ARSESP incluída na Nota Técnica Nº GNSPS/01/2009 foi submetida à Consulta Pública Gás Canalizado Nº 03/2009, e as contribuições foram respondidas no documento Considerações da ARSESP sobre as contribuições recebidas, de Fevereiro 2010.

Portanto o assunto não é objeto desta Audiência.

## 11 SINDIGASISTA

Extraído da contribuição oral do SINDIGASISTA:

“.....a Gás Natural São Paulo Sul não vem tocando os seus negócios como foi tirado do segundo ciclo. Ela não cumpriu as metas. Essas metas trazem conseqüências para os trabalhadores porque, todas as nossas reivindicações, são feitas sobre esse contato fechado. Inclusive PLR, as nossas reivindicações são feitas e os consumidores também forma prejudicados. Então, cabe a nós perguntar o seguinte, a região não foi atendida. Portanto, não basta para nós que só diminui no próximo ciclo tarifário a margem dela. Porque, e se ela não cumprir no terceiro ciclo, quais serão as conseqüências para isso? Esse é o primeiro ponto que foi identificado na nota técnica.

O segundo ponto, é que em dez anos de concessão da Gás Natural ela gerou trinta e três empregos, com sessenta e quatro milhões de lucro, agora de 2009. Ou seja, cada trabalhador gerou dois milhões de lucro. Excelente negócio, ótimo negócio. Eu acho que nenhuma concessionária do mundo dá isso. Motivado por que isso? Pelo grande número de terceirização. Nós estamos questionando a terceirização no Ministério Público do Trabalho. Não é possível uma concessionária de serviço público passar as suas responsabilidades para terceiros. Vamos fazer uma conta. Trinta e três trabalhadores. Se nós tirarmos a direção da empresa, os cargos de chefia e ficarmos no operacional, esse trabalhador vai trabalhar vinte e quatro horas por dia, trezentos e sessenta e cinco dias por ano. Eu acho que a ARSESP não pode aprovar um quadro de trinta e três funcionários. Não é possível trabalhar assim. Não é humano trabalhar assim. ....Se pegarmos só as concessionárias do estado de São Paulo, a Gás Natural é a que tem o menor quadro de trabalhadores. Não é possível continuar no terceiro ciclo dessa forma. Então, nós deixamos a seguinte pergunta, para encerrar. Eu queria deixar a seguinte pergunta para a ARSESP.

Primeiro, Se a Gás Natural Sul vai ser multada por não ter cumprido as metas. Segundo, se ela não cumprir no terceiro ciclo, quais serão as conseqüências disso? E gostaria que a ARSESP revise a questão do quadro, porque nós temos uma discussão na ARSESP, há dez anos atrás, que o serviço de primeiro atendimento era atividade fim das empresas. Há dez anos nós colocamos que todo o serviço de emergência era feito por funcionário do quadro próprio e isso não vem sendo cumprido pela Gás Natural.



### Comentário ARSESP 1:

O modelo regulatório adotado para o setor de gás no Estado de São Paulo dispõe de mecanismos de controle complementares do cumprimento do plano de investimentos:

- i) Fiscalização periódica do cumprimento das metas mínimas estabelecidas no Contrato de Concessão, e a aplicação de penalidades previstas no mesmo, em caso de inadimplência
- ii) A compensação aos usuários, na ocasião da Revisão Tarifária seguinte, pelas receitas arrecadadas em excesso por não cumprimento das metas físicas no âmbito do plano de investimentos aprovado.

Ver a resposta no Item 6.2.

### Comentário ARSESP 2:

A relação adequada entre empregados próprios e serviços terceirizados é uma decisão de gestão que deve ser adotada pela Direção da concessionária. O regulador fiscaliza permanentemente a qualidade de serviço da Concessionária, em particular no cumprimento das atividades substantivas (por exemplo, atendimento de emergências) e até o momento não há indicação de degradação da qualidade do serviço. O regulador continuará monitorando o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos no Contrato de Concessão e aplicará as medidas cabíveis se os mesmos não forem atingidos. O controle do cumprimento das normas laborais é competência do Ministério do Trabalho.

### Comentário ARSESP 3:

A ARSESP entende que o cálculo do lucro por funcionário próprio apresentado pelo Sindigásista não é um indicador adequado. Parte das atividades são realizadas por funcionários de empresas de serviços terceirizados, portanto o equivalente desses recursos humanos também deve ser considerado nos indicadores da empresa. Os contratos com terceiros têm custos para a concessionária.

## **12 AJUSTES À PREVISÃO DA ARSESP DO MERCADO**

Tendo em vista os depoimentos recebidos por vários contribuintes referentes ao mercado previsto pela ARSESP, e ainda considerando o aumento no consumo mostrado pelos dados mais recentes fornecidos pela concessionária, a ARSESP resolve atualizar e reavaliar as previsões do mercado para o Terceiro Ciclo.

Os ajustes apresentados resultam em um acréscimo de 11 % em relação às projeções anteriores para o Terceiro Ciclo.

A área de concessão da GNSPS tem cerca de 50% do volume fornecido a um único cliente. Não existe expansão de consumo aprovada para este cliente para o próximo ciclo. Decorre deste fato que a taxa de crescimento real equivale ao dobro da projetada quando referida ao conjunto dos demais usuários.

Existem incertezas na manutenção dos volumes considerados para o ano regulatório 2009/2010, decorrentes do gás adquirido nos leilões. O volume realizado referente aos leilões tem sido da ordem de 10 a 15% dos volumes totais e comercializados com 40% de desconto



em média. Não há como prever a periodicidade, disponibilidade e preços a serem ofertados em leilão nos próximos 5 anos.

Parcela dos volumes do gás de leilão não permanece no mercado caso os usuários obtiverem condições mais favoráveis de preço com combustíveis alternativos ou tiverem as suas linhas de produção inviabilizadas por aumento de preço e eventual indisponibilidade.

As projeções de volumes devem ser realizadas de acordo com as características específicas de cada área de concessão, seu mercado e os contratos existentes, não se aplicando médias nacionais genéricas.

Essa revisão das previsões do mercado reconhece as limitações volumétricas dos contratos de suprimento de gás vigentes e contempla um período de restrição de crescimento de consumo na transição entre os atuais contratos e os futuros, com termos e preços indefinidos a partir de 2012/13.

A revisão efetuada resulta em um aumento no consumo previsto para o ano em curso e os 5 anos do Terceiro Ciclo Tarifário, conforme mostrado pelas tabelas seguintes:

**Tabela – Dados Históricos Revisados**

		<b>2005/6</b>	<b>2006/7</b>	<b>2007/8</b>	<b>2008/9</b>	<b>2009/10</b>
<b>Res. Individual</b>	m3/ano	3.688.762	4.306.255	4.698.604	4.768.873	4.467.357
<b>Res. Coletiva</b>	m3/ano	76.736	80.778	92.560	112.686	129.216
<b>Comercial</b>	m3/ano	3.991.450	4.022.042	4.235.022	4.406.641	4.406.937
<b>Industrial</b>	m3/ano	315.963.925	378.187.487	446.570.975	428.010.422	475.253.465
<b>GNC</b>	m3/ano	14.210.289	9.725.254	2.392.516	2.995.523	0
<b>GNV</b>	m3/ano	24.695.900	30.697.203	31.403.601	25.064.549	18.412.030
<b>Consolidado</b>	m3/ano	362.627.062	427.019.019	489.393.279	465.358.694	502.669.004



**Tabela – Previsões de Mercado Revisadas**

m3/ano		2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15
Industrial	Previsão ARSESP	482.530.129	485.530.791	488.517.405	499.417.036	515.398.381
Industrial	PN Concessionária	433.805.509	434.434.427	435.759.411	441.383.664	444.450.284
GNV	Previsão ARSESP	18.412.030	18.412.030	18.910.087	19.906.202	21.068.336
GNV	PN Concessionária	19.386.122	20.454.137	21.423.949	22.585.037	23.428.998
Residencial	Previsão ARSESP Vol. Res Individual	5.000.556	5.468.680	5.799.887	6.120.144	6.430.344
Residencial	Previsão ARSESP No. Res. Individual	30.007	33.779	36.876	40.054	43.319
Residencial	PN Vol Residencial Individual	4.888.041	5.498.934	6.000.646	6.510.726	7.035.103
Residencial	PN No. Residencial Individual	30.007	33.779	36.876	40.054	43.319
Coletiva	Previsão ARSESP Vol. Coletiva	141.879	160.456	174.704	188.371	203.434
Coletiva	Previsão ARSESP No. Coletivo	150	167	179	190	202
Coletiva	PN Vol Coletiva	135.275	150.606	161.428	171.348	182.170
Coletiva	PN No. Coletiva	150	167	179	190	202
Comercial	Previsão ARSESP	4.745.987	4.841.731	4.942.520	5.047.512	5.170.103
Comercial	PN Concessionária	4.409.328	5.023.778	5.315.651	5.578.414	5.875.253
TOTAL	Previsão ARSESP	510.830.581	514.413.687	518.344.603	530.679.265	548.270.598
TOTAL	PN Concessionária	462.624.274	465.561.881	468.661.085	476.229.189	480.971.808