



ARSESP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 001/2009 – SEGUNDA ETAPA

CONSIDERAÇÕES DA ARSESP SOBRE

CONTRIBUIÇÕES E EXPOSIÇÕES

REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS

TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO

29 de Maio de 2009



ÍNDICE

1	OBJETIVO	5
2	COMGÁS	5
2.1	MERCADO.....	5
2.1.1	Segmento Industrial.....	5
2.1.2	Segmento Gás Natural Veicular (GNV).....	6
2.1.3	Número de clientes.....	7
2.2	CAPEX	8
2.2.1	Investimentos em Expansão	8
2.2.1.1	<i>Ramais de Consumidores e Medidores (Residencial)</i>	<i>8</i>
2.2.1.2	<i>Projeto Aguai – São João da Boa Vista</i>	<i>10</i>
2.2.2	Investimentos de Suporte Operacional	10
2.2.2.1	<i>Renovação de Redes e Ramais</i>	<i>10</i>
2.2.2.2	<i>Remanejamento de Redes.....</i>	<i>15</i>
2.2.2.3	<i>Reforço da Rede de Distribuição.....</i>	<i>16</i>
2.2.3	Investimentos Não Específicos.....	18
2.3	OPEX	20
2.3.1.1	<i>Propaganda e Marketing, Prêmio de Vendas e Despesas de Conversão de Equipamentos e Adequação Física.....</i>	<i>20</i>
2.4	ESTRUTURA TARIFÁRIA E TUSD	20
2.4.1	Fator de Carga	20
2.4.2	Cargo Comercialização - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	22
2.4.3	Estrutura Tarifária	22
2.5	FATOR X.....	22
2.6	FATOR K.....	22
3	DELTA	23
3.1	ELASTICIDADE DE ESCALA	23
3.2	PERÍODO TEMPORAL PARA O CÁLCULO DO FATOR X	24
3.3	PRODUÇÃO (OUTPUT) DA CONCESSIONÁRIA.....	24
3.4	PARTICIPAÇÃO DOS OPEX E CAPEX NO LUCRO BRUTO	25
3.5	CÁLCULO DA PARCELA [$\Delta W - \Delta W_E$]	25
4	SINDIVIDRO – SINDICATO DA INDÚSTRIA DE VIDROS E CRISTAIS PLANOS E OCOS NO ESTADO DE SÃO PAULO	26
4.1	PERGUNTA 98.....	26
4.2	FATOR X.....	27
5	NADIR FIGUEIREDO – SETOR VIDREIRO E O PREÇO DO GÁS.....	27
5.1	TARIFA DE GÁS ELEVADA.....	27
5.2	FATOR X.....	28



6	ABIVIDRO – ASSOCIAÇÃO TÉCNICA BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS AUTOMÁTICAS DE VIDRO	28
6.1	PREÇOS DO GÁS E MARGENS.....	28
6.2	CONTA GRÁFICA.....	28
6.3	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – SIM	28
6.4	FATOR DE CARGA / ENCARGO DE CAPACIDADE	29
6.5	SUBSÍDIOS CRUZADOS	29
7	GASENERGY – ASSESSORIA EMPRESARIAL	30
7.1	ANÁLISE CONCEITUAL DO MERCADO DE GÁS	30
7.2	COMPARATIVO DE PREÇOS DE LEILÃO DE GÁS VS. MERCADO CATIVO DE COMGÁS.....	30
7.3	PERDA DE COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO MERCADO DA COMGÁS.....	31
8	FIESP – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO	31
8.1	HISTÓRICO E PROJEÇÃO DE DEMANDA	31
9	ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO	34
9.1	COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NO BRASIL	34
10	ABIQUIM – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE INDÚSTRIAS QUÍMICAS	35
10.1	TRANSPARÊNCIA.....	35
10.2	PERDAS.....	36
10.3	OPEX – REMUNERAÇÃO DA DIRETORIA	37
10.4	OPEX – CUSTO DE PROPAGANDA E PUBLICIDADE	38
10.5	MARGEM DO SEGMENTO MATÉRIA PRIMA	40
11	CIESP – CÂMERA DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO.....	40
11.1	DEMANDA PROJETADA E MARGEM.....	40
12	PETROBRÁS.....	41
12.1	PROJETO ESPECÍFICO DE REFORÇO - UTE FERNANDO GASPARIAN – FEG (NOVA PIRATININGA).....	41
12.2	UTE EUZÉBIO ROCHA – EZR (CUBATÃO)	41
13	WALD.....	42
13.1	DISPÊNDIOS PARA ADEQUAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DOS NOVOS USUÁRIOS RESIDENCIAIS DEVEM TER CONTRAPARTIDA TARIFÁRIA	42
14	ABRACE	44
14.1	CAPEX	44
14.2	PERDAS	44
14.3	MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO.....	45
14.4	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	45
14.5	TRANSPARÊNCIA	46
15	BRASKEM.....	47



ARSEP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

15.1	OPEX – REMUNERAÇÃO COM A PRESIDÊNCIA	47
15.2	OPEX – CUSTO DE PROPAGANDA E PUBLICIDADE	47
15.3	OPEX – CUSTOS COM O&M – ITEM “OUTROS”	47
15.4	PERDAS	48
15.5	TRANSPARÊNCIA	49
16	COGEN – ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA.....	49
16.1	AGENDA SETORIAL	49
17	EXPOSIÇÕES VERBAIS.....	49



1 OBJETIVO

A ARSESP divulga a seguir suas considerações sobre as contribuições e exposições apresentadas durante a Audiência Pública Nº 001/2009 – Segunda Etapa, referente as seguintes Notas Técnicas:

- Nota Técnica – Revisão Tarifária da COMGÁS 3º Ciclo Tarifário – Estrutura Tarifária de Abril de 2009;
- Nota Técnica – Revisão Tarifária da COMGÁS 3º Ciclo Tarifário – Cálculo da Margem Máxima e Fator X de Abril de 2009;

2 COMGÁS

2.1 Mercado

2.1.1 Segmento Industrial

Extraído da contribuição da Comgás:

A Comgás questiona o volume proposto pela Arsesp de crescimento médio anual de 8,7%, projetando forte crescimento para 2010-11 e 2011-12, de 18% e 10%, respectivamente, levando-se em consideração o desempenho da economia nos últimos meses e as previsões veiculadas pelos analistas financeiros.

A Comgás solicita a manutenção dos volumes propostos em seu plano.

Comentário 1: É pertinente explicar que a ARSESP não relaciona a previsão de demanda somente ao crescimento anual, e não emprega uma simples taxa de crescimento (“CAGR”) para obter previsões da demanda futura. O mercado Industrial contemplado pela ARSESP é composto por quatro elementos:

- A recuperação da competitividade frente à outros combustíveis;
- A recuperação da economia nacional e internacional;
- Crescimento vegetativo no médio prazo, baseado no impacto do crescimento da atividade industrial, por setor, no consumo de gás;
- A captação de novos clientes.

O cenário macroeconômico utilizado na formulação das previsões do mercado foi um estudo independente empreendido para a ARSESP pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - Fipe. Este estudo inclui indicadores e previsões do PIB (nacional e estadual), consumo, investimentos, exportações e importações, e crescimento de valor adicionado por setor industrial.

A ARSESP também contemplou outros estudos, panoramas, e dados macroeconômicos relevantes à atividade industrial e o impacto no desenvolvimento do consumo do gás.

A metodologia empregada pela ARSESP na formulação da previsão atualizada do mercado industrial incluiu:



- Análise do mercado apresentado pela concessionária no Plano de Negócios;
- Avaliação independente do mercado factível por meio de pesquisa junto a indústrias, visitas no campo, avaliação de custo de conversão e instalação interna, estudo de sensibilidade de preço;
- Estimativa de investimentos em infra-estrutura e a formação do mercado final e investimentos necessários para atender o mercado;
- Análise das apresentações e depoimentos recebidos durante a audiência pública, incluindo os da Comgás e da FIESP;
- Calibração do mercado previsto com o consumo de outros combustíveis que o gás terá que deslocar.

Comentário 2: Além da contribuição da Comgás, a FIESP apresentou uma visão diferente sobre o desempenho do mercado industrial sobre a qual fazemos os seguintes comentários:

- O mercado previsto parece ser baseado no crescimento do consumo ao longo do último ciclo tarifário. Lembramos que esse crescimento foi relacionado à construção de novas redes, permitindo a conexão de novos clientes (muitos desses sendo de grande porte) e não foi relacionado diretamente ao crescimento do PIB ou a elasticidade PIB/Demanda. Para o próximo ciclo tarifário a previsão é de conectar um número menor de clientes, sendo que esses, na sua grande maioria, são de pequeno porte.
- A projeção do mercado apresentada pela FIESP resulta em volumes muito acima do consumo de combustíveis concorrentes, que define o 'mercado teto' para gás natural. Para o ano 2014 a demanda industrial prevista pelo Plano de Negócios da Comgás alcança 85,6% desse consumo, enquanto os cenários conservadores e positivos da FIESP superam esse teto em 11,5% e 37,2% respectivamente.
- O abastecimento dos volumes previstos no 'Cenário Positivo' da FIESP requereria grandes investimentos em redes novas, extensões e/ou reforços às redes atuais, necessariamente em curto prazo. Uma estimativa desse investimento não foi apresentada pela FIESP, porém certamente iria ter um impacto significativo no P0 e na margem máxima para gás.

Comentário 3: Tendo em vista os depoimentos recebidos na audiência pública, os dados mais recentes de consumo, e os resultados dos leilões de gás promovidos pela Petrobras, a ARSESP decidiu reavaliar a previsão do mercado industrial, da seguinte forma:

Previsão Consumo Industrial (m ³ /ano)					
	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Previsão Final ARSESP	3.440.220.488	3.800.118.090	4.207.489.866	4.369.630.793	4.558.750.034
COMGÁS PN	3.612.025.992	3.712.942.492	3.879.762.458	3.953.840.883	4.032.849.568

2.1.2 Segmento Gás Natural Veicular (GNV)

Extraído da contribuição da Comgás:

“A ARSESP, acertadamente, menciona em sua análise do mercado de GNV as dificuldades que este segmento vem enfrentando, em função do preço atrativo do etanol e do aumento na população de carro flex. De fato, a COMGÁS espera que gradualmente esse mercado apresente alguns sinais de recuperação; contudo, crescimento nos patamares sugeridos pela



ARSESP para os próximos 2 anos são demasiadamente otimistas, já que estabelecem um aumento nos volumes atuais da ordem de 18% e 16%, respectivamente.

GNV	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	Total
ARSESP	348.528.226	411.497.473	476.677.103	487.192.188	498.002.242	2.221.897.232
d% anual		18,1%	15,8%	2,2%	2,2%	

A COMGÁS entende que patamares mais realistas de consumo devem ser adotados”.

.....

“A COMGÁS, portanto, entende que os patamares de crescimento propostos para 2010-11 e 2011-12 devem ser mantidos em 2% ao ano”.

Comentário 1:

Considerando os dados mais recentes, e a apresentação da concessionária, a ARSESP aceitou revisar a previsão do mercado para o Segmento GNV. O resultado do processo de revisão é apresentado na seguinte tabela:

Mercado GNV (m³/ano)						
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Previsão ARSESP Revisada	336.273.723	393.310.431	454.148.247	459.920.044	465.813.678	2.109.466.123

2.1.3 Número de clientes

A Comgás apresentou o seguinte número de clientes e pleiteou a manutenção do número utilizado no seu plano de expansão, conforme mostrado pela tabela a seguir

Apresentação Comgás – Número de Consumidores

2009/2014	Número de clientes
Proposta Comgás	1.258.000
Proposta ARSESP citada pela Comgás	1.042.081
Redução/ Aumento %	- 17%

Comentário:

O número de clientes apresentado pela Comgás como “Proposta da ARSESP” na tabela apresentada corresponde ao número de medidores. A ARSESP não ajustou o número de clientes proposto pela Comgás.



2.2 CAPEX

2.2.1 Investimentos em Expansão

2.2.1.1 Ramais de Consumidores e Medidores (Residencial)

Extraído da contribuição da Comgás:

“Para o terceiro ciclo, a Comgás projeta um crescimento no mercado residencial, com grande participação de domicílios em casas. Neste tipo de edificação é necessária a construção de um ramal para cada consumidor. Isto é diferentemente do que ocorria anteriormente, quando foram conectados grande quantidade de clientes em edifícios, que demandam um único ramal para conectar um grupo grande de consumidores. Esta premissa é fundamental para o entendimento do volume de investimentos requerido pela Comgás e difere sobremaneira das práticas e características de conexão adotadas até o 2º. Ciclo.

A Comgás apresentou no seu plano de negócios projeções para conectar 451,3 mil clientes, com investimento previsto de R\$ 343 MM, o que corresponde a R\$760,00/consumidor. A tabela seguinte demonstra o perfil destas ligações para o PN”.

Tipo	Consumidores	Consumidor/medidor	Medidores	Medidores/ramal	Ramais
Casas	149.891	1	149.891	1	149.891
Medidor coletivo	65.244	55	1.186	1	1.186
Medidor coletivo (uso comum) *	2.858	1	2.858	1	2.858
Medidor individual	233.359	1	233.359	55	4.243
Totais	451.352		387.294		158.178

* piscinas

“Outro ponto a ser destacado é que a conexão das casas será realizada através da construção de ramais em calçada (15psi), cujo custo é substancialmente inferior ao custo histórico dos ramais construídos para ligação de prédios, em 55 psi”.

“Para um melhor entendimento da composição dos custos unitários de cada tipo de ramal elaboramos a tabela a seguir que consolida as informações já enviadas para a ARSESP”

Tipo	Consumidores	Preços Unitários		Custo - R\$ mm		Totais R\$ mm	R\$/consumidor
		Medidores *	Ramais	Medidores	Ramais		
Casas	149.891	170	1.600 **	25.4	239.8	265.2	1.770
Medidor coletivo	68.102	1.300	4.000 ***	5.3	16.1	21.4	314
Medidor individual	233.359	170	4.000	39.7	17	56.7	243
Totais	451.352	-	-	70.4	272.9	343.3	760

*kit medidor, inclui medidor e outros materiais necessários à conexão.

** e *** vide composição de custos

“...a Comgás solicita nova revisão por parte da ARSESP, no sentido de manter os custos propostos no Plano de Negócios submetido inicialmente”.



Comentário 1: Informações da Comgás

Como parte do processo de revisão Tarifária, Comgás apresentou em 8 de maio de 2009, informação correspondente à quantidade de consumidores e medidores conectados no primeiro trimestre de 2009.

Nessa oportunidade, a Comgás modificou a informação histórica do segundo semestre de 2008 no que se refere à quantidade de medidores e quantidade de usuários conectados.

A ARSESP solicitou explicações relativas às mudanças de informação, em sua resposta a Comgás apresentou um documento com informações adicionais que não esclarecem as inconsistências entre os diversos documentos. Isto impede o uso confiável da informação para a verificação dos preços unitários de ramais e medidores.

Comentário 2: Em consequência e devido à importância do custo das conexões de casas no PN da Comgás, a ARSESP utilizou, além da informação da Comgás, referências da experiência internacional sobre os custos destas conexões.

O custo de conexão praticado em outros países foi ajustado levando em conta o “*Purchase Power Parity*”. Como resultado, se obtém um custo médio de conexão de R\$ 600 por casa.

A seguir é apresentada a mesma tabela da Comgás, com a composição de custos unitários por tipo de ramal, mas substituindo o custo médio dos ramais de conexão de casas.

Tipo	Consumidores	Preços Unitários		Custo MMR\$		Totais	R\$ / Consumidor
		Medidores *	Ramais	Medidores	Ramais	R\$ MM	
Casas	149.891	170	600	25,5	89,9	115,4	770
Medidor Coletivo	65.244	1.300	4.000	1,5	4,7	6,3	96
Medidor Coletivo (uso comum)*	2.858	1.300	4.000	3,7	11,4	15,1	5.300
Medidor Individual	233.359	170	4.000	39,7	17,0	56,6	243
Totais	451.352			70,4	123,1	193,5	429

- piscinas

Portanto, o custo unitário reconhecido pela ARSESP para Ramais de Consumidores no Terceiro Ciclo Tarifário é de R\$ 429 / consumidor.

A seguinte tabela apresenta os valores anuais totais aprovados para conexão de consumidores dos Segmentos Residencial e Residencial – Medição Coletiva para o Terceiro Ciclo Tarifário.

CAPEX para conexão de Consumidores – Segmentos Residencial e Res. Medição Coletiva					
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
CAPEX em milhões de R\$	36,6	38,0	40,0	40,0	39,3
No de Consumidores	85.392	88.586	92.531	93.126	91.716



2.2.1.2 Projeto Aguai – São João da Boa Vista

Na audiência pública a concessionária apresentou uma nova região a ser conectada à rede de distribuição durante o Terceiro Ciclo Tarifário para atender os municípios de Aguai e São João da Boa Vista. A ARSESP, junto com indústrias, entidades municipais e estaduais vem procurando viabilizar o fornecimento de gás para essa região desde 2002.

Extraído da contribuição da Comgás:

A Comgás solicita por parte da ARSESP, a inclusão deste projeto de expansão em seu PN para este ciclo tarifário, com fluxo de desembolso abaixo”.

Projeto Aguai – São J. B. Vista	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$MM	-	-	2,5	34	39,5	76

Comentário: Os dados sumários deste projeto apresentados pela concessionária foram verificados utilizando dados do mercado à disposição da ARSESP obtidos durante pesquisa em campo, e serão incluídos na previsão do mercado para o Terceiro Ciclo Tarifário. O investimento aprovado foi calculado baseado nos mais recentes custos unitários de construção, proporcionando um investimento de R\$ 53,2 milhões e um mercado maduro de 19,6 milhões de m3/ano (industrial) e 1,2 milhões de m3/mês (GNV).

CAPEX Aprovado para – Projeto Aguai – São João da Boa Vista						
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Investimento Aprovado	-	-	1,7	23,8	27,7	53,2

2.2.2 Investimentos de Suporte Operacional

2.2.2.1 Renovação de Redes e Ramais

Extraído da contribuição da Comgás

A Comgás propôs em seu Plano de Negócios a renovação de toda rede remanescente de ferro fundido e ramais associados, de mais de 600 quilômetros, com investimento de R\$ 606 milhões, conforme tabela abaixo

Proposta Comgás para renovação de redes e ramais

Renovação de redes	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	121.284.044	121.284.044	121.284.044	121.284.044	121.284.044	606.420.220

A ARSESP, fazendo referência à Inglaterra e ao programa de renovação indicado pelo HSE (“Health and Safety Executive”¹), propôs a manutenção do nível histórico de renovação de redes de ferro fundido, ou seja, propôs a renovação de 122,5 quilômetros, que geram investimentos de R\$ 146,7 milhões, conforme abaixo.



Proposta ARSESP para renovação de redes e ramais

Renovação de redes	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	29.340.000	29.340.000	29.340.000	29.340.000	29.340.000	146.700.000

.....

A Comgás solicita à ARSESP a manutenção do programa de renovação de toda rede de ferro fundido (mais de 600 quilômetros) e ramais associados dentro do 3º Ciclo conforme abaixo. Proposta da Comgás para renovação de redes e ramais”.

Comentário 1: Com referência ao investimento aprovado na Nota Técnica de abril de 2009, o mesmo foi baseado em análise da justificativa do projeto de renovação apresentada pela Comgás, além de experiência, diretrizes e aprovações regulatórias no âmbito internacional, requerimentos em termos da redução de perdas e vazamentos, índices de vazamento e perdas monitorados pela agência, e a atividade histórica da Comgás com renovação dessa tubulação.

Comentário 2: A seguir a ARSESP responde às principais justificativas para renovação da totalidade da rede FF recebidas da Comgás.

- *Os riscos inerentes às redes de Ferro Fundido*

Comentário 3: Redes de FF tem uma longa história na distribuição de gás e outros fluídos. Sendo assim os defeitos desse tipo de tubo estão bem conhecidos e a própria indústria de gás já desenvolveu, ao longo das últimas décadas, uma série de técnicas para minimizar ou eliminar esses defeitos. Essas técnicas incluem soluções preventivas, paliativas e permanentes e englobam, entre outras:

- Tratamento do gás (adição de glicol (“MEG”) na forma de vapor);
- Tratamento interno por meio de “*Spraying*” com etileno glicol;
- Tratamento interno de juntas com “*Internal Anaerobic*”;
- Tratamento externo de juntas com programas de reparo preventivo, por meio de luvas, encapsulação ou “*External Anaerobic*”;
- Minimizar pressão do gás por meio de sistemas de controle mais avançados, tais como controle eletrônico (“*closed loop*”) ou controle de vazão volumétrico (“*D.A.G.*”).

A Comgás não apresentou detalhes da aplicação dessas técnicas na resolução dos problemas nas redes de FF da companhia, salvo uma referência ao aumento de vazamentos quando a companhia abandonou seu programa de tratamento com MEG.

Em resumo, a renovação global do sistema não é a única ferramenta a disposição da concessionária para assegurar a operação do sistema de ferro fundido de forma contínua e segura.

- *O elevado número de vazamentos, fraturas e infiltrações*

Comentário 4: Comgás não apresentou dados do número de vazamentos, fraturas ou infiltrações. A ARSESP vem monitorando dados de vazamentos atendidos pela Comgás, porém os mesmos não apresentaram uma tendência que justifique a renovação total da rede de FF. Existe uma ligeira tendência para cima de número de vazamentos atendidos



de acordo com os dados recentes, que foi contemplado em uma revisão do investimento autorizado.

- *O número de ocorrências consideradas “graves”, associadas a esta rede, não apenas no Brasil*

Comentário 5: A concessionária apresentou uma relação de “Incidentes Graves” que ocorreram ao longo do último ciclo tarifário “*RISK REGISTER FOR NETWORK SEGMENT*”, que mostra o seguinte histórico de incidentes:

No de Incidentes							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nº Incidentes Graves	4	3	1	2	2	1	0

Os números apresentados mostram uma redução no número de incidentes associados à rede de ferro fundido e não apóiam o caso para renovação total da rede FF no Terceiro Ciclo Tarifário.

- *Boas práticas e experiências internacionais recomendam fortemente a eliminação deste tipo de rede*

Comentário 6: Referências a programas de renovação apresentados pela Comgás não levam a ARSESP a concordar com o cronograma de renovação da concessionária. A seguir apresentamos comentários sobre as mesmas:

Programas de Renovação de Redes em Outros Países

Pais	Cia. ou Órgão Regulador	Referência	Prazo e Comentários
Reino Unido	Health and Safety Executive, “Iron Mains Replacement Policy”	País sujeito a congelamento do solo. Programa inclui plano de priorização e renovação da rede FF.	Plano de 30 anos, revisado a cada ano. Política de segurança. A entidade não é o regulador do setor de gás.
E.U.A.	NTSB – “National Transportation Safety Board”, Ofício DCA9OFP001, recomendações para a prefeitura de Allentown, para a UGI (companhia de gás local)	Referente a incidente ocorrido no ano 1990 no Allentown, Pennsylvania. Incidente causado por vazamento da tubulação de água ao lado do tubo de gás.	Recomendação de renovação sem prazo específico. Não está relacionado a uma política tarifária; o documento referido é um “aviso de alerta”.
E.U.A.	Dominion East Ohio Regulador: Public Utilities Commission of Ohio (PUCO)	Política de renovação de redes antigas, de ferro fundido, ferro forjado ou aço desprotegido.	Período: 25 anos (2008 a 2033) A referência é para a submissão para renovação, e não um investimento autorizado
E.U.A.	Xcel Energy (Colorado)	Política interna da companhia de renovação de tubos que ultrapassaram sua “vida útil”, sendo na sua maioria com >100	Período: 3 a 5 anos (ano não especificado) Sem informações adicionais



ARSESP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

		anos	
E.U.A.	Atlanta Gas Light (Atlanta, Georgia)	Política interna da companhia de renovação de ativos. Não se refere a uma revisão tarifária ou investimento aprovado	Período: 15 anos (1998 a 2013) Referente a um programa de renovação predominantemente de redes de aço não revestido, com outros fatores de risco.
E.U.A.	Nashville Gas Company (Nashville, Tennessee)	Política interna de renovação da companhia de todas as redes de ferro fundido e aço não revestido. Não se refere a uma revisão tarifária.	Período: 15 anos (1990 a 2005) Total de redes a renovar (km): 629 milhas (1012 km). 375 milhas de rede e 254 milhas de ramal renovadas com um investimento total de US\$ 62 milhões.
E.U.A.	Vectren (Indiana e Ohio)	Política interna da companhia de renovação de ativos, incluindo redes de aço não revestido e ferro fundido. Não se refere ao uma revisão tarifária.	Período: 20 anos Programa seletivo de renovação – não há intenção de renovar a rede inteira.
E.U.A.	Duke Energy (Kentucky) Regulador: Kentucky Public Service Commission	Política de renovação da companhia de redes de ferro fundido e aço não revestido. Aprovado pelo Kentucky Public Service Commission no ano 2001	Período: 10 anos Renovação de 18 milhas / ano, 111 milhas total
França	Gaz de France	Conclusão da renovação de todas as redes de ferro fundido até 2007. Aprovado pelo órgão regulador nacional	Renovação de 1,2% das redes de ferro fundido em 3 anos.
Irlanda	Bord Gáis	Política de renovação: Todas as redes antigas.	Período planejado: 1987-2009
China	Town Gas (Hong Kong)	Política interna da companhia de renovação de todas as redes de ferro fundido. FF representa 1% das redes da companhia. Não relacionado a uma revisão tarifária.	Sem informações

Comentário 7: Ao contrário da conclusão da Comgás, a ARSESP entende que o resultado desta pesquisa embasa e reforça a necessidade para um programa mais longo para a renovação das redes, e não apóia a disposição de renovar toda a extensão de ferro fundido dentro do próximo ciclo.

- **A localização destas redes na cidade de São Paulo – a maioria está a menos de 30 metros de distância das propriedades**

Comentário 8: Este fato não apóia a aceleração do programa de renovação além do aprovado, sem dados adicionais.



- *As restrições à demanda das redes já inseridas*

Comentário 9: Restrição à demanda é relacionada, em grande parte, ao gerenciamento e planejamento de programas de inserção e as técnicas empregadas, que não necessariamente causam restrições à capacidade.

- *O fato da Comgás possuir apenas 600 quilômetros de redes de Ferro Fundido*

Comentário 10: A renovação da totalidade da rede de FF requer um investimento de R\$ 606 milhões de acordo com a concessionária, que significa um grande peso no cálculo da margem máxima. O comprimento da rede atual foi contemplado nas considerações da ARSESP, porém não influencia a decisão de não aprovar o investimento proposto no Plano de Negócios.

Comentário 11: Frente a falta de dados apresentados pela concessionária para reivindicar o nível de renovação proposto, a ARSESP mantém a sua posição de não aprovar o investimento na renovação da totalidade da rede de FF no próximo ciclo tarifário.

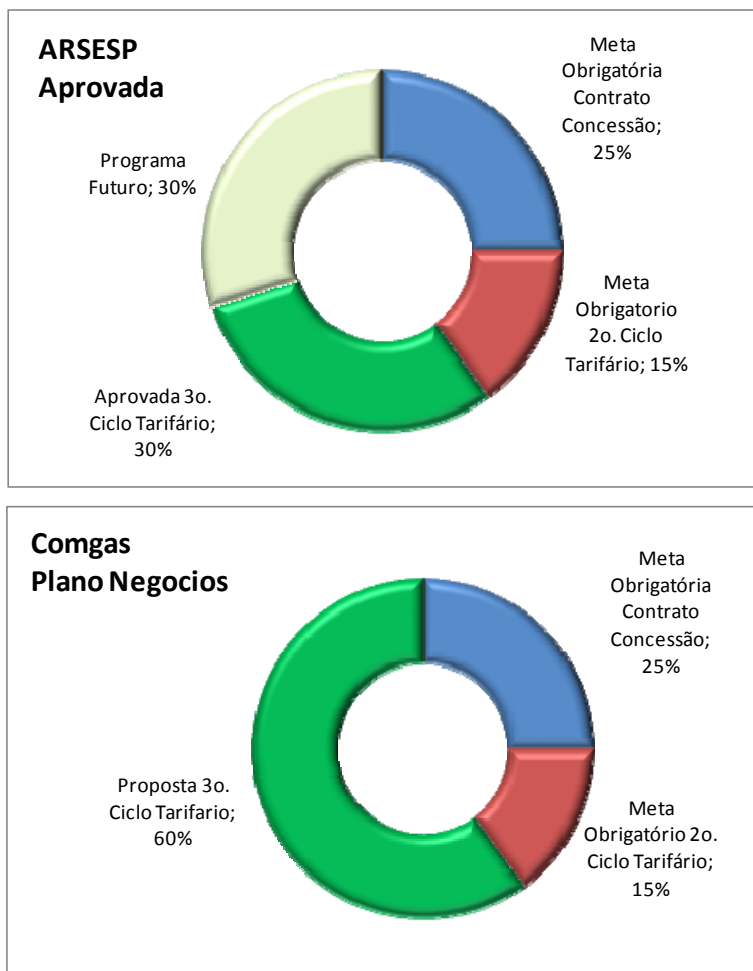
Porém, os valores finais aprovados pela ARSESP para investimento, e o comprimento da rede contemplada, foram revisados para refletir os depoimentos recebidos na Audiência Pública sobre perdas e os novos valores estabelecidos para as mesmas. Adicionalmente os valores mais recentes de custos de construção foram aplicados, proporcionando um investimento revisado de R\$ 264.060.000 para renovar 282 km de rede FF e ramais associados.

CAPEX Aprovado Renovação de Redes de FF e Ramais Associados (R\$)						
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Renovação de Rede FF	52.810.000	52.810.000	52.810.000	52.810.000	52.810.000	264.060.000

Comentário 12: É necessário ajustar o gráfico apresentado pela Comgás na Audiência Pública para melhor refletir a situação real com referência à renovação da rede de FF, como mostrado pela figura a seguir.



Renovação da Rede de Ferro Fundido



2.2.2.2 Remanejamento de Redes

Extraído da contribuição da Comgás

Para o programa de remanejamento de rede, a Comgás propôs investir R\$ 297,7 milhões no próximo ciclo tarifário, sendo R\$ 101 milhões para remanejamento de rede geral e R\$ 196,9 milhões para o remanejamento do RETAP, conforme tabela abaixo.

Proposta da Comgás para remanejamentos

Remanejamento	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	39.023.550	121.260.006	80.141.778	39.023.550	18.464.433	297.913.317

Na nota técnica de Abril de 2009, a ARSESP propôs que estes investimentos fossem reduzidos a R\$ 216,5 milhões, sendo R\$ 72,3 milhões para remanejamento da rede geral e R\$ 144,2 milhões para o remanejamento do RETAP. Estas alterações propostas geram fluxo de investimentos conforme abaixo.

Proposta da ARSESP para remanejamentos

Remanejamento	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	14.460.000	19.507.429	19.507.429	76.471.269	86.566.127	216.512.253



Comentário: A Comgás aceitou os valores propostos pela ARSESP na NT para remanejamento geral e o projeto Marginal Tietê, porém pede mudanças no cronograma de investimentos para encaixar desembolsos com o programa da DERSA (Marginal Tietê). Por ser um projeto fora do controle da Concessionária, essas mudanças no cronograma são aprovadas pela ARSESP.

CAPEX Aprovado Remanejamento de Redes (R\$)						
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Remanejamento de Redes	99.500.000	71.400.000	14.512.000	15.200.000	15.900.000	216.512.000

2.2.2.3 Reforço da Rede de Distribuição

Extraído da contribuição da Comgás

Para o programa de reforço de rede de distribuição, a Comgás propôs investir R\$ 399,4 milhões no próximo ciclo tarifário, divididos entre reforços na rede geral (R\$ 192 milhões) e um o Reforço de Longo prazo do RETAP (R\$ 207 milhões), conforme tabela abaixo.

Proposta de investimento da Comgás – reforço de rede

Reforços	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	69.823.661	41.110.481	50.179.349	117.475.676	120.852.515	399.441.684

Comentário 1: Na Nota Técnica de abril de 2009, a ARSESP conclui que haverá um baixo crescimento da demanda no próximo ciclo, e que o reforço de longo prazo era dedicado a provisão de capacidade para um único cliente. Desta forma, a ARSESP propôs investimento de R\$ 50 milhões para reforço da rede geral e R\$ 47,3 milhões para o reforço do RETAP, conforme tabela abaixo.

Proposta de investimento ARSESP – reforço de rede

Reforços	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	10.000.000	10.000.000	10.000.000	33.640.000	33.640.000	97.280.000

A Comgás solicita que seja mantida a sua proposta de investimentos de R\$ 207 milhões para o reforço do Retap, além dos R\$ 50 milhões aprovados pela Arsesp para os demais reforços. Solicita também que o fluxo de desembolso seja antecipado em seis meses.

A Comgás apresentou os seguintes pontos chave para justificar o investimento no reforço da RETAP, além de informações adicionais sobre estudos de vazões empreendidos.

- É necessário garantir o atendimento das demandas de gás existentes na RMSP;
- É imprescindível assegurar a confiabilidade e continuidade da operação das redes na RMSP;
- É necessário ter infra-estrutura adequada para suportar a expansão das redes de distribuição e atender novas demandas de mercados na RMSP
- O reforço permitirá expandir as redes ao longo da faixa do reforço a um custo menor;
- Caso o reforço não seja realizado ainda neste ciclo tarifário, será necessário restringir os volumes oferecidos ao mercado em caso de despacho termo-elétrico pleno já no início do próximo ciclo tarifário.



Proposta da Comgás para investimentos em reforço de rede

Reforços	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Total
Capex R\$	10.000.000	23.000.000	75.000.000	99.000.000	50.000.000	257.000.000

Comentário 2: Os pontos chave colocados pela concessionária são interligados e são respondidos como segue:

- A concessionária concorda com os valores aprovados pela ARSESP para reforço geral no sistema de distribuição, porém continua pleiteando um investimento de R\$ 207 milhões para reforço no RETAP, que a concessionária tinha associado ao fornecimento de gás a uma termoeletrica, UTE Fernando Gasparian (Piratininga);
- Neste depoimento a Comgás salientou que o reforço proposto irá beneficiar outros segmentos e abriria a possibilidade de abastecer novos mercados futuramente;
- O reforço irá aumentando significativamente a segurança de fornecimento do gás para a RMSP;
- Conforme colocado pela concessionária, essa obra terá um longo prazo de planejamento, licenciamento e construção, chegando a até 5 anos.
- Os volumes citados no depoimento da concessionária para justificar o reforço da RETAP não correspondem aos volumes apresentados pela ARSESP na Nota Técnica, sendo que o volume total previsto para a área da concessão é atribuído à RMSP e volumes para a UTE Cubatão são atribuídos à UTE Piratininga;
- Em outra apresentação na audiência pública, a Petrobras, operadora da UTE Piratininga, relata que o consumo da UTE vem sendo abastecido adequadamente nos últimos anos, e não há nenhuma previsão de aumento desse consumo durante o Terceiro Ciclo Tarifário.

Comentário 3: Tendo em vista as informações adicionais apresentadas na audiência pública, a ARSESP conclui que:

- O reforço do RETAP não está dedicado a um único consumidor, sendo assim não cabe a inclusão de uma contribuição financeira da UTE Fernando Gasparian, ao contrário do que foi proposto anteriormente na Nota Técnica de abril de 2009;
- Baseado nos depoimentos recebidos, e considerando um balanço de capacidade/demanda atualizado, a ARSESP reconhece a necessidade desta obra, com o limite da capacidade do RETAP ocorrendo no início do Quarto Ciclo Tarifário;
- Os investimentos necessários são estimados pela ARSESP em R\$ 155 milhões, considerando os mais recentes custos unitários de construção. O cronograma previsto inclui 5% do investimento no ano 3 do Terceiro Ciclo Tarifário (custo projeto) e o restante do investimento é colocado nos anos 4 e 5 do Terceiro Ciclo Tarifário.



Investimento Aprovado Reforço da Rede (R\$)						
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Reforço do RETAP	-	-	7.762.500	73.743.750	73.743.750	155.250.000
Reforço geral	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	50.000.000
Total	10.000.000	10.000.000	17.750.000	83.743.750	83.743.750	205.250.000

2.2.3 Investimentos Não Específicos

Extraído da contribuição da Comgás

“Investimento em Tecnologia da Informação A proposta da Comgás à ARSESP relativa aos investimentos em Tecnologia da Informação (TI) para o terceiro ciclo tarifário foi submetida a esta agência, de acordo os seguintes números:

Investimento Proposto	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Informática	67.283.700	58.066.873	22.577.816	19.107.326	15.533.195

A ARSESP propõe na Nota Técnica de Abril de 2009 os seguintes valores:

Investimento Ajustado	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Informática	6.852.442	7.534.525	8.247.295	8.965.283	9.672.881

A ARSESP baseia sua proposta de cortes no argumento reproduzido abaixo. “A COMGÁS propõe um custo aproximado de R\$ 37 / usuário no Terceiro Ciclo. Na revisão tarifária anterior o valor de cerca de R\$ 7 / usuário para este item, foi considerado desproporcional para uma empresa do porte da COMGÁS. A média do investimento por usuário realizado pela COMGÁS no ciclo passado foi de R\$ 3,83 / usuário. No entanto, considerando que a COMGÁS realizará investimentos relacionados ao SAP e sua implantação, é razoável, excepcionalmente neste ciclo, que o nível de investimentos solicitado em informática seja o dobro da média do ciclo passado. Portanto se propõe o valor de R\$ 7,65 / usuário para este ciclo.”

“Sobre estes cálculos, a Comgás tem os seguintes comentários:

1. O total dos investimentos em TI é composto por gastos com equipamentos de informática (hardware), registrados como investimentos (no ativo imobilizado) e gastos com sistemas de informática (software), que são registrados como ativos intangíveis.

2. A análise da ARSESP dos valores históricos leva em consideração somente os valores registrados no ativo imobilizado, que correspondem apenas aos investimentos em equipamentos de informática (hardware) e não considera os dispêndios em software. Estes dispêndios eram registrados como Despesas Diferidas (com a Lei 11.638/07 que estabelece novos padrões contábeis, estes valores passaram a ser denominadas Ativos Intangíveis). Neste grupo estão registrados os dispêndios com sistemas como SAP (implantação de novos módulos)

Geogas, SIM (Sistema de Manutenção), SIA (Sistemas de Integridade de Ativos), GED (Gestão Eletrônica de Documentos), Sistema de Recursos Humanos, entre outros.



3. Tomando como base o total dos investimentos em TI feitos pela Comgás, o valor médio por consumidor efetivamente realizado no ciclo anterior (2004-2009) foi de R\$ 45,00 e não R\$ 3,83 como apontado na Nota Técnica.

4. No ciclo 2009-2014 a Comgás propôs dispêndios que correspondem a um valor médio de R\$ 39 / consumidor.

5. A proposta representa uma redução de 13% com relação aos dispêndios do ciclo anterior. Isto num período em que a base de clientes deverá duplicar e sua rede será incrementada em quase 5 mil quilômetros, atingindo regiões geográficas mais dispersas.

Com base no exposto a Comgás solicita a manutenção dos níveis de investimentos em Tecnologia da Informação previstos no Plano de Negócios, tendo em vista que:

- A análise de R\$/usuário realizada pela ARSESP não considerou o montante de investimentos relativos a softwares e iniciativas de desenvolvimento, o que equivale em média a 93% dos desembolsos necessários à implementação das tecnologias;
- O nível de dispêndios por usuário proposto pela Comgás (registrado como ativo e intangível) é menor que o realizado no último ciclo;
- Estudos internacionais demonstram que o nível de investimentos propostos pela Comgás para o próximo ciclo são eficientes considerando a relação dispêndios com TI sobe faturamento, vez que a proposta da Comgás reflete 1.35% contra 2.1% em empresas assemelhadas

Comentário 1: A Nota Técnica N° 3 “Cálculo da Margem Máxima e Fator X da COMGÁS” relacionada ao Segundo Ciclo Tarifário, indica que :”Quanto aos investimentos em ativos não específicos, é realizada uma análise da aplicabilidade das quantidades propostas à estrutura da Concessionária e às necessidades do serviço no Segundo Ciclo Tarifário, assim como dos montantes associados a cada item. Como resultado são obtidos investimentos anuais ajustados em quantidades físicas e preços”.

A citada NT mostra na Tabela da página 32 que os investimentos solicitados pela Comgás para o Segundo Ciclo Tarifário, tanto em hardware como em software foram:

Proposta Comgás 2º Ciclo	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	TOTAL
Sistema GIS	2.086.637	1.205.591	538.101	--	--	3.830.329
Sistema Administração	2.478.006	3.462.215	3.462.215	3.462.215	3.462.215	16.326.866
Sistema Gestão Comercial/MKT	680.327	232.785	232.785	232.785	232.785	1.611.467
Computadores	2.056.852	1.849.857	1.369.008	1.605.237	1.467.284	8.348.238
TOTAL	7.301.822	6.750.448	5.602.109	5.300.237	5.162.284	30.116.900

Alguns montantes propostos foram considerados excessivos, e a CSPE aprovou os seguintes valores para o Segundo Ciclo Tarifário:

Proposta CSPE	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	TOTAL
Sistema GIS	2.086.637	1.205.591	538.101	--	--	3.830.329
Sistema Administração	743.402	1.038.665	1.038.665	1.038.665	1.038.665	4.898.062
Sistema Gestão Comercial/MKT	680.327	232.785	232.785	232.785	232.785	1.611.467
Computadores	1.233.333	1.233.333	1.233.333	1.233.333	1.233.333	6.166.665
TOTAL	4.743.699	3.710.374	3.042.884	2.504.783	2.504.783	16.506.523
TOTAL At. Dez 2008	5.796.859	4.495.270	3.548.448	2.574.806	2.504.783	18.920.166



Comentário 2: É atribuição da gestão empresarial da Comgás decidir os investimentos que fornecerão um maior retorno e/ou uma redução nos OPEX da empresa. Cabe ao regulador aprovar custos considerados eficientes para esses investimentos (primeira Subcláusula da Cláusula Décimo Terceira do Contrato de Concessão), os que devem ser arcados por todos os consumidores.

Com base nos argumentos apresentados pela Comgás, a ARSESP aceita considerar parcialmente em 10% de adicional os montantes a serem reconhecidos para os Investimentos em Tecnologia da Informação para o Terceiro Ciclo Tarifário.

CAPEX Aprovado para Informática - Terceiro Ciclo Tarifário (milhões de R\$)						
Informática	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	TOTAL
Aprovado ARSESP	7,5	8,2	9,1	9,9	10,6	45,4

2.3 OPEX

2.3.1.1 Propaganda e Marketing, Prêmio de Vendas e Despesas de Conversão de Equipamentos e Adequação Física

A Comgás apresentou comentários sobre os cortes realizados nas despesas com incentivo às vendas, propostas para o Plano de Negócios. Em relação aos montantes glosados de Propaganda e Marketing e Prêmio de Vendas, não foram realizadas considerações específicas. Em relação às despesas de conversão de equipamentos e adequação física, foi feita a seguinte consideração:

“Na Nota Técnica Revisão Tarifária da Comgás – Terceiro Ciclo Tarifário – Cálculo da Margem Máxima e Fator X, Abril 2009, a ARSESP propõe excluir do Plano de Negócios que servirá de base para o cálculo da margem máxima, as despesas de conversão de equipamentos e adequação física por não estarem refletidas no histórico e não fazerem parte do cálculo da margem máxima.

A Comgás ratifica a existência destas despesas no passado, e solicita a sua consideração no plano de negócios apresentado, uma vez que são fundamentais para a captura dos clientes do segmento residencial, que é o mercado mais importante para a continuidade da expansão e universalização do gás.”

Comentário 1: Segundo o Contrato de Concessão da Comgás, a instalação interna contempla toda a infra-estrutura de distribuição e 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 corresponde reconhecer nos custos as instalações internas dos clientes.

2.4 Estrutura Tarifária e TUSD

2.4.1 Fator de Carga

Extraído da contribuição da Comgás:



“A ARSESP propõe incorporar um esquema de incentivos para clientes com fator de carga acima de 0,90 e consumos médios mensais superiores a 500 mil m³/mês com o intuito de melhorar a utilização da rede. O esquema sugere que deve haver uma relação direta entre o nível de desconto oferecido ao cliente (% sobre a margem) e o nível de fator de carga medido no ano anterior – ou seja, a variação em relação ao FC mínimo de 0,90 deve ser traduzida em benefício para o cliente, numa relação de 1:1. Neste sentido, vale ressaltar que:

i) Não há compensação da receita autorizada: benefício é dado aos clientes com fator de carga considerado alto, mas não há penalização dos clientes que de fato prejudicam o sistema.

ii) A aplicação de descontos é uma prerrogativa da Concessionária. Portanto, o estabelecimento de um desconto obrigatório pela Agência Reguladora impactará de forma a prejudicar seu equilíbrio econômico-financeiro”.

Comentário 1: A Comgás apresenta Parecer Jurídico no qual questiona a aplicação de “desconto progressivo” a consumidores que tenham fator de carga elevado sob os argumentos de que, em resumo, (i) a criação de nova modalidade tarifária não pode ensejar aplicação de desconto compulsório, bem como não pode afetar o equilíbrio econômico financeiro à concessão e (ii) a finalidade desejada pela ARSESP – a otimização do uso da rede de distribuição – não será atingida porque o desconto beneficiará consumidores que já possuem alto fator de carga, portanto, a regra proposta violaria a razoabilidade e proporcionalidade.

Comentário 2: A ARSESP reitera os esclarecimentos já prestados na Nota Técnica e nas Considerações ARSESP sobre as Contribuições e Exposições (Março/2009) a respeito da proposta tarifária para consumidores com alto fator de carga. Quanto ao questionamento apresentado, esclarece a ARSESP que não se trata de um “desconto tarifário” para consumidores com alto fator de carga, mas sim da criação de uma *nova modalidade tarifária*, atribuição do órgão regulador nos termos da Vigésima Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão n 01/1999 da COMGÁS e do art. 18 da Portaria CSPE 160/0, que expressamente prevêem a criação de modalidades tarifárias em segmentos e classes de fornecimentos para incentivar a otimização e melhoria do fator de carga do sistema de distribuição. As contribuições apresentadas pela COMGÁS, na 1ª e 2ª Etapas da Audiência Pública nº 001/2009, ratificam a competência da ARSESP para a criação de tal modalidade tarifária, o que afasta qualquer questionamento quanto suposto desconto¹. Portanto, não há dúvida que a proposta em questão consiste em criação de nova modalidade tarifária, sendo descabido falar em “desconto”. Na verdade, a nova estrutura tarifária proposta promove uma adequação na estrutura anterior, ao premiar consumidores que, em função do alto fator de carga, contribuem para o uso otimizado da rede de distribuição. E, neste sentido, resta claramente demonstrado nos documentos veiculados no processo de revisão tarifária em curso que a proposta em questão, de fato, permitirá a otimização do uso da rede, uma vez que incentiva que os consumidores que já apresentam elevado fator de carga permaneçam nesse patamar e incentiva que outros consumidores que não tenham referido fator de carga alcancem esse patamar, sendo, portanto, compatível com os princípios da finalidade e razoabilidade. Igualmente considera-se que a proposta tarifária atende ao princípio da proporcionalidade, uma vez que os níveis tarifários serão menores quanto maiores forem os fatores de carga. A otimização do uso da rede de distribuição contribui para a previsibilidade no consumo do gás natural, o que é benéfico para as concessionárias de distribuição.

¹ Neste sentido, na 1ª Etapa, a contribuição da Comgás destacou que se coaduna com o objetivo proposto pela ARSESP no estabelecimento de níveis tarifários inferiores para consumidores com alto fator de carga e que trabalharia proativamente na definição de tais limites. Na 2ª Etapa, o Parecer Jurídico anexado pela COMGÁS em suas conclusões reconhece que “O Poder Concedente pode instituir modalidades tarifárias em segmentos e classes de fornecimento, mas desde que as mesmas tenham a finalidade de otimizar a rede e melhorar o fator de carga do sistema de distribuição da Concessionária.”



2.4.2 Cargo Comercialização - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Extraído da contribuição da Comgás:

“A Comgás considera que, por sua natureza, as despesas de comercialização devem ser distribuídas de acordo com o número de clientes, uma vez que as atividades são basicamente relacionadas à existência dos clientes e seus custos não variam de acordo com o volume consumido. O custo por cliente de faturar, entregar as faturas e cobrar cada um dos clientes independe do volume consumido. A única exceção são as despesas da atividade de Gestão e Aquisição de Gás e Transporte, que podem ser associadas ao volume de gás”.

Comentário: A ARSESP considera que sua proposta é adequada. O critério de alocação de custos representa razoavelmente a relação dos esforços comerciais da distribuidora com os distintos segmentos de usuários, o qual está associado em grande medida ao número de usuários nem segmento mas também ao porte dos mesmos.

A ARSESP esclarece que a Nota Técnica da Estrutura Tarifária apresenta um erro de digitação: os *drivers* são 15% para volumes e 85 % para quantidade de usuários.

2.4.3 Estrutura Tarifária

Extraído da contribuição da Comgás:

“A Comgás apresenta uma comparação entre as margens atuais, as propostas pela ARSESP e Comgás e em geral propõe ajustes à proposta da ARSESP. A seguir se resume os ajustes propostos pela Comgás:

- 1. Para as tarifas Residencial, Residencial - Medição Coletiva e Industrial indica que sua proposta representa o melhor equilíbrio entre os custos e metas de expansão, no entanto o indicado a Comgás apresenta uma proposta alternativa.*
- 2. Para as tarifas comerciais e GNV solicita manter sua proposta.*
- 3. Com relação à Tarifa de Cogeração solicita incorporar duas banda de consumo adicionais à proposta da ARSESP e os consumos de climatização.*
- 4. Finalmente, concorda com a proposta da ARSESP para tarifas de Matéria Prima, GNL, Termoelétricas e GNC.*

Comentário: Comgás não fundamenta os ajustes propostos A ARSESP mantém a sua proposta exceto para a margem do segmento de Cogeração. Neste segmento se incorporaram duas novas classes de consumo: de 0 a 5.000 m³/mês e de 5.000,01 m³/mês a 50.000 m³/mês, para levar em consideração os consumos correspondentes à Refrigeração e Climatização.

2.5 Fator X

Extraído da contribuição da Comgás:

“A Comgás entende que alguns parâmetros para o cálculo do fator X devem ser revistos, em especial o valor de elasticidade de escala.”

Comentário 1: Ver os Comentários realizados no item 3.

2.6 Termo de Ajuste K

Extraído da contribuição da Comgás:

“A Comgás indicou que a ARSESP apurou um saldo de Receita a Compensar total de R\$ 204.810.957,56, e propõe que seja recuperado em cinco anos. A Comgás solicita que a



recuperação do saldo acumulado do Fator K seja em um ano, de acordo com a Terceira Subcláusula da Décima Terceira Cláusula do Contrato de Concessão”.

Comentário 1: O assunto apresentado não foi discutido na Nota Técnica em questão. Foi aprovado no item 3.4.2 subitem iii) da Nota Técnica nº RTM/02/2009/ARSESP.

3 DELTA

3.1 Elasticidade de escala

Extraído da contribuição da Delta:

1. “Determinação da elasticidade de escala, ε , feita pela Arsesp $-0,85$ (comparado com $0,95$ na proposta inicial); simulação mostra sensibilidade relevante do Fator X, tudo o mais constante, à esta elasticidade; estudo citado pela Arsesp e estimativa com base no Plano de Negócios não recomendam uma elasticidade de escala inferior à $0,95$ ”.
2. “Arsesp supõe uma elasticidade de escala de $0,85$ com base em estudo elaborado pela Cambridge Economic Policy Associates (CEPA) para a Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) em 2003. Na verdade, documento sugere elasticidade de $0,9$: ‘As a base case, in the absence of reliable evidence, and for all the economy wide estimates, we have used this $0,9$ assumption. However, it should be note that there is little empirical support for this’.”
3. “Estudo citado pela Arsesp e estimativa com base no Plano de Negócios não recomendam uma elasticidade de escala inferior a $0,95$.”

Comentário 1: A elasticidade de escala assegura que os ganhos de escala sejam incorporados no cálculo de P_0 , deixando para o Fator X só aqueles fatores de eficiência que não foram considerados no cálculo do P_0 . Concorde-se com a observação formulada pela Delta no sentido que há grande sensibilidade do Fator X à elasticidade de escala.

A Comgás e a Delta propõem não usar uma elasticidade de escala inferior a $0,95$.

Considere-se a fórmula utilizada para capturar os efeitos dos ganhos de escala na PTF:

$$\Delta \overline{PTF} \text{ (ajustada por escala)} = \Delta PTF + \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) \times \Delta Y$$

A tabela a seguir mostra a variação do ΔPTF ajustado para diferentes elasticidades de escala. Supondo que as variáveis $\Delta PTF = 0,03$ e a $\Delta Y = 0,04$ sejam mantidas constantes, quanto maior for a elasticidade de escala, maior será o $\Delta \overline{PTF}$. Observando a tabela pode-se constatar tal afirmação.

Elasticidade de escala	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95
ΔPTF	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
ΔY	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
$\Delta PTF \text{ aj.}$	0,013	0,017	0,020	0,023	0,026	0,028



A informação histórica disponível não permite fazer uma estimativa desse parâmetro com o rigor estatístico necessário. A análise de regressão realizada pela Delta é composta por somente seis (6) observações não sendo, portanto, uma referência válida. Aliás, para a estimativa desse parâmetro é preciso contar com informação que não esteja sob o controle da concessionária.

Comentário 2: Em relação à referência ao trabalho preparado para o regulador britânico (Ofgem), vale ressaltar que o exposto pela Delta não está plenamente alinhado ao conteúdo do trabalho mencionado:

“Estimating the potential economies of scale that can be realised simply by volume growth is clearly an important judgement in the formation of X factors. However, the econometric estimation of scale economies in most sectors is not straightforward, and to date it appears that very limited assessment of this has been done systematically by UK regulators. Work done, for example, for the Office of the Rail Regulator, comparing reductions in operating expenditure across sectors, has relied on an assumption that the scale elasticity is 0.9. As a base case, in the absence of reliable evidence, and for all the economy wide estimates, we have used this 0.9 assumption. However, it should be noted that there is little empirical support for this.”

We have reviewed evidence for economies of scale in DNOs, as well as making our own cross-section analysis. While there is some uncertainty about the scale parameter, the impact on our estimates is limited for the range of plausible estimates for the parameter. We have used a value of 0.85, at the centre of a range of 0.7-1.”

A ARSESP considera que não há evidência suficiente para alterar o valor de 0,85 para a elasticidade de escala.

3.2 Período Temporal para o Cálculo do Fator X

Extraído da contribuição da Delta:

“O período temporal para o cálculo do Fator X é o ano regulatório projetado (abril/2009-maio/2014)”.

Comentário 1: O Fator X é calculado através da média dos valores anuais do crescimento na Produtividade Total dos Fatores de Produção (PTF).

Comentário 2: Os valores anuais se referem aos anos compreendidos no período regulatório, por exemplo, abril/2009 a maio 2010.

3.3 Produção (output) da Concessionária

Extraído da contribuição da Delta:

“ARSESP não definiu a variável “produção” da concessionária e perguntou qual o indicador (cliente, volume, rede)? – no modelo apresentado ela foi derivada por resíduo.”

Comentário 1: O crescimento no **output** (Δy) da concessionária foi determinado conforme o especificado na Nota Técnica aprovada RTM/02/2009/ARSESP. A variável que define a escala² representa também o **output** da concessionária.

² CSV (composite scale variable)



Tabela 1 - Produtos considerados no cálculo do índice de Törnqvist

Ano	Clientes	Energia (10 ³ m ³)	Extensão da Rede (km)	Clientes	Energia	Extensão da Rede	CSV	Δy
2008	679.909	4.805	6.533	100	100	100	100	
2009	714.817	4.259	7.354	105	89	113	103	0,029
2010	786.654	4.959	8.032	116	103	123	114	0,112
2011	866.167	5.429	8.678	127	113	133	125	0,094
2012	953.156	5.596	9.291	140	116	142	135	0,077
2013	1.041.981	5.816	9.291	153	121	142	142	0,057

3.4 Participação dos OPEX e CAPEX no Lucro Bruto

Extraído da contribuição da Delta:

“O ajuste feito na receita indicada no balanço de 2008, alterou a participação do OPEX e CAPEX no lucro bruto e conclui que não se pode concluir/reproduzir.”

Comentário 1: A receita inclui a remuneração do capital investido, CAPEX e OPEX. Para obter a participação do OPEX no lucro total, a receita foi ajustada pela diferença entre as despesas de capital que surgem da base de remuneração regulatória e as implícitas na base contábil.

A participação dos insumos é mantida constante no período de cálculo do índice de Törnqvist.

3.5 Cálculo da Parcela $[\Delta W - \Delta W_E]$

Extraído da contribuição da Delta:

1. *“ARSESP não definiu base data das informações do Boletim Focus”*
2. *“ARSESP não explicitou o cálculo da média ponderada; média está correta se for considerado critério adotado no setor elétrico.”*
3. *“A redação do texto para o cálculo da variação ponderada do IGPM e IPCA é incorreto”*
4. *“Pesos no cálculo da média ponderada (despesa de pessoal/OPEX) estão errados”.
“Participação do custo do pessoal/OPEX indicado na tabela 96 – valores não conferem com aqueles apresentados na tabela 94”.*

Comentário 1: O período de referência das informações provenientes do Boletim Focus é a base de dados mais recente possível disponibilizada no endereço eletrônico <http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES>. No momento da apresentação das informações para a audiência pública a data de referência das projeções era o dia 27 de março de 2009. No presente momento as projeções serão atualizada sendo então sua nova data de referência o dia 15 de maio de 2009.

Comentário 2: A forma de cálculo é análoga a do setor elétrico.

Comentário 3: A redação fica da forma seguinte:

“Para o cálculo da parcela são necessárias as informações de IPCA e do IGPM. Além da participação dos custos de mão de obra no OPEX da concessionária. Essa diferença de preços entre os ajustes dos custos da empresa (ΔW) e os da economia (ΔW_E) é determinada pela diferença existente entre ambas as variações do IPCA e IGPM em cada



ano tarifário, ponderada pelo peso da relação despesa de pessoal/OPEX para cada ano. Na Tabela 96 encontram-se os valores resultantes da equação. As projeções dos índices econômicos (IPCA e IGPM) foram obtidas no Relatório FOCUS , estudo realizado semanalmente pelo BACEN a respeito da expectativa de mercado.”

Comentário 4: A ARSESP considera válida a contribuição. A relação "despesa de pessoal/OPEX" será ajustada.

4 SINDIVIDRO – SINDICATO DA INDÚSTRIA DE VIDROS E CRISTAIS PLANOS E OCOS NO ESTADO DE SÃO PAULO

4.1 Pergunta 98

Extraído da contribuição da Sindividro:

“

- *A Pergunta 98 é típico exemplo de uso de assimetria informacional*
- *Contrato é Contrato, mas Regulação não é Regulação?*
- *Ajustes são necessários pois os pagamentos do “SIM”, título de renda fixa, onera sensivelmente o P0 e as margens.*
- *SIM ou NÃO?*
- *Até 2008 a TIR foi de 9,3% a.a.*

Numa primeira simulação, a ser verificada, mantendo os valores de CAPEX, OPEX, Depreciação e Volumes da Planilha Arsesp: “

Simulação		
	BRRL inicial 3o Ciclo	P0
SIM + Ativos	5022	0,3176
só Ativos	2735	0,2532

Comentário 1: As tarifas aplicáveis na prestação dos serviços, a partir do 2º ciclo tarifário, são reguladas de acordo com o disposto na Cláusula Décima Terceira e Subcláusulas do Contrato de Concessão da Comgás. A resposta à Pergunta 98 reflete as disposições da referida Cláusula do Contrato, cuja minuta fez parte do Edital de Privatização da Comgás, sendo que ambos são documentos que integraram o processo licitatório. A regulação tarifária observa as disposições legais e contratuais, no caso, Lei nº 7.835/92 (Lei Estadual de Concessão de Serviço Público), o Decreto 43.889/99 (Regulamento da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado), o Contrato de Concessão e o Edital, que incorpora os esclarecimentos contidos na Pergunta 98. Nesse sentido, reiteramos as considerações apresentadas a respeito dos esclarecimentos feitos na 1ª. etapa da AP ARSESP 001/99 (vide 2.2, Comentário 1.1, p.19) datadas de 18/03/2009.



4.2 Fator X

Extraído da contribuição da Sindividro:

“O fator X está estimulando ganhos de eficiência?”

Comentário 1: Sim. A essência do Fator X, como ferramenta regulatória, é exigir à empresa regulada incrementos na eficiência da gestão durante o período tarifário, já que o nível do reposicionamento é considerado ótimo somente nessa data. O princípio básico é que o Fator X deve refletir os maiores ganhos de produtividade e as menores taxas de inflação do setor regulado com relação ao resto da economia. Isso vale desde que algumas condições sejam atendidas, a citar: o conjunto dos serviços da empresa regulada seja submetido à regulação tipo preço teto, a taxa de inflação fora do setor regulado não seja afetada pelos preços dos produtos do setor regulado, o resto da economia seja competitivo e não haja quebras estruturais no setor regulado.

As melhoras na PTF podem ser atingidas de várias formas: melhoras no uso dos insumos, estabelecimento de novos processos na produção que resultem em reduções de custo por unidade de produto, otimização do processo de produção, etc.

5 NADIR FIGUEIREDO – SETOR VIDREIRO E O PREÇO DO GÁS

5.1 Tarifa de gás elevada

Extraído da contribuição da Nadir Figueiredo:

“

- *Setor vidreiro passando por muitas dificuldades*
- *Concorrência desleal direta: preços dumpados de produtos de vidro (CHN, IND, entre outros)*
- *Concorrência desleal indireta: preços baixíssimos de produtos em cerâmica e porcelana (CHN)*
- *Países com mão-de-obra e GÁS baratos*
- *Gás para o setor vidreiro: componente fundamental na estrutura de custos*
- *Custo do Gás ◊ Fator decisivo de competitividade*
- *Por que tarifa do gás tão alta?*
- *Ajustes são necessários pois os pagamentos do “SIM”, título de renda fixa, onera sensivelmente o P0 e as margens.*
- *Até 2008 a TIR foi de 9,3% a.a.*
- *Setor vidreiro: pagando a “conta” deste processo “*

Comentário 1: O contexto do mercado do setor vidreiro excede o alcance tratado na Audiência Pública.

Comentário 1: Com relação à base de remuneração, ver o Comentário 1 do item 4.1.



5.2 Fator X

Extraído da contribuição da Nadir Figueiredo:

O fator X está estimulando ganhos de eficiência?

Comentário 1: Ver o Comentário 1 do item 4.2.

6 ABIVIDRO – ASSOCIAÇÃO TÉCNICA BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS AUTOMÁTICAS DE VIDRO

6.1 Preços do Gás e Margens

A seguinte tabela foi extraído da contribuição da Abividro:

Country	Commodity	Transport	Distribution	TOTAL
United States	\$ 4.30	\$ 0.50	\$ 0.50	\$ 5.30
Mexico	\$ 3.90	\$ 0.50	\$ 0.30	\$ 4.70
United Kingdom	\$ 5.00	\$ 0.50	\$ 0.20	\$ 5.70
Arab Emirates	\$ 3.00	Not applicable	Not applicable	\$ 3.00
Europe	\$ 4.50	\$ 1.00	\$ 1.00	\$ 6.50
Egypt	\$ 2.00	Not applicable	Not applicable	\$ 2.00
Venezuela	\$ 3.00	Not applicable	Not applicable	\$ 3.00
Average				\$ 4.30
Brazil RJ	Not available	Not available	Not available	\$ 9.20
Brazil SP	Not available	Not available	Not available	\$ 10.50

Comentário 1: É importante ressaltar que as comparações internacionais devem ser realizadas em condições similares. As tarifas de distribuição de gás aprovadas pela ARSEP refletem as condições locais do Estado de São Paulo e resultarão em reduções tarifárias a partir de 31 de maio de 2009 entre 17% e 19% para os grandes usuários industriais.

6.2 Conta Gráfica

Extraído da contribuição da Abividro:

“Contrato Petrobrás-Comgás e respeito à Parcela Fixa:

Por que tivemos aplicação total?

Qual o impacto na conta gráfica, se fosse gradual?”

Comentário 1: Não se trata de assunto discutido na Nota Técnica de Cálculo da Margem e Fator X. A NT não trata de assuntos referentes a preços de gás e conta gráfica.

6.3 Base de Remuneração Regulatória – SIM

Extraído da contribuição da Abividro:



ARSEP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

“Precusores sobre o problema da avaliação de ativos contábil x mercado para a Base Remuneratória é comum, que a BG o conhece bem.

Ofgas and BG had agreed on the need to make some allowance for the MAR, for otherwise “shareholders would enjoy significant and excessive gains at the expense of BG’s customers” (MMC 1993^a, §2.194).

PRIVATIZATION, RESTRUCTURING, AND REGULATION OF NETWORK UTILITIES

David M. Newbery

Capítulo 8 Página 368 Ano de Publicação 1999”

“Bom senso da regulação:

- Uso das melhores metodologias fica completamente fragilizado quando se usa Price Cap Regulation e na Base Remuneratória há ativos “permanentes” que nada tem a ver com os Serviços prestados*
- Assegurar à sociedade amplo acesso às informações – Estudos do V. E. Mínimo, Guidelines e TEMPO para avaliação das NTs e contribuições”.*

Comentário 1: Com relação à base de remuneração, ver o Comentário 1 do item 4.1.

Comentário 2: Com relação ao acesso às informações, ver Comentário 1 do item 10.1.

6.4 Fator de Carga / Encargo de Capacidade

Extraído da contribuição da Abividro:

“Em relação ao fator de carga. Mencionou foi incorporado um esquema de incentivos com o intuito de melhorar a utilização da rede. Esse esquema será aplicado aos usuários com consumos médios mensais superiores a 500 mil m3 e que superem o fator de carga de 0,90. Criou que o incentivo é aplicado da seguinte maneira: se for verificado para um usuário um fator de carga de 0,91 no ano t será obtido um desconto em sua fatura de 1% para o ano t+1. De forma similar, se verificado um fator de carga de 0,92 será obtido um desconto de 2% para o ano seguinte; para um fator de carga de 0,99 será possível um desconto de 9%.

- ABIVIDRO agradece a providência de há tanto solicitada –aproximação das tarifas aos custos de distribuição*
- ABIVIDRO mencionou que não compreende as razões para o prazo anual e para a defasagem de um ano”.*

Comentário 1: O incentivo por elevado fator de carga será aplicado a partir de 31 de maio de 2009, uma vez publicada a tabela definitiva de tarifas, considerando a informação histórica do ano 2008.

6.5 Subsídios Cruzados

Extraído da contribuição da Abividro:

- “Justificativa – Melhorar a Competitividade dos Industriais até 50.000 m3/mês*
- Com quem eles concorrem?*
- ARSEP x Política Industrial: seletividade – Os vidreiros automatizados não tem concorrência na primeira faixa*
- Subsídio Cruzado e Discriminação – Estamos enfrentando os chineses!.”*



Comentário 1: Tal como estabelecido na regulação, ARSESP não tem aplicado subsídios cruzados entre os segmentos de consumidores, mas sim entre as distintas classes de consumo de um mesmo segmento.

Comentário 2: As margens pelo segmento industrial propostos pela ARSESP apresentam uma queda de 7,45% em relação às vigentes. Estas reduções variam desde 20% para pequenos consumos industriais inferiores a 50.000 m³/mês, até 6% para o restante das faixas de consumo.

A ARSESP procurou preservar a competitividade do gás natural canalizado frente às alternativas energéticas para todos os segmentos de usuários e todas as classes de consumo. Isto foi obtido evitando a aplicação de subsídios cruzados entre diferentes segmentos tarifários.

7 GASENERGY – ASSESSORIA EMPRESARIAL

7.1 Análise Conceitual do Mercado de Gás

Extraído da contribuição da GasEnergy:

- *“Mercado necessita de Oferta disponível e política de preços competitivos em base firme contratada.*
- *Quanto houve plano de massificação (OFERTA + PREÇOS COMPETITIVOS) mercado criou demanda e cresceu a taxas muito acima do PIB Industrial.*
- *Apenas Oferta disponível e preços NÃO competitivos, cria-se um mercado de oportunidades e descontos para volumes extraordinários deteriorando o mercado cativo a preços firmes.*
- *Necessidade de buscar “realinhamento econômico” no contrato de fornecimento de gás. Gás Natural precisa buscar sua competitividade*
- *Preços não competitivos obstruirá o desenvolvimento do mercado mesmo no pós-crise.*
- *Qual mercado de gás nós queremos?”*

Comentário 1: Os pontos apresentados não são discutidos na Nota Técnica em questão.

7.2 Comparativo de preços de Leilão de Gás vs. Mercado Cativo de Comgás

GasEnergy fez um comparativo do preço praticado no último leilão competitivo de gás em 12 de maio frente ao preço atual pago pela indústria mostrando que se pratica um desconto médio de 0,74 R\$/m³. E acrescentou textualmente:

1. *“A pratica de leilões cria a oportunidade do mercado consumidor cativo buscar fontes mais baratas do energético.*
2. *Introduz o conceito do consumidor Bi-combustível.*
3. *Não resolve apenas termos Oferta disponível se não tivermos política de preços competitivos para contratos firmes.*
4. *Ofertas temporárias associado a preços baixos acabam destruindo o mercado cativo.*
5. *Pequenos clientes, contratados a preços elevados estão sustentando a rentabilidade da Distribuidora enquanto grandes clientes, com maior escala, estão indo buscar gás barato nos leilões.*



6. *ARSESP poderia intervir e não permitir a prática de leilões a fim de preservar seu mercado cativo?*

Comentário 1: Não se trata de assunto discutido na Nota Técnica em questão.

7.3 Perda de Competitividade do Gás Natural no Mercado da Comgás

Extraído da contribuição da GasEnergy:

- *“Considerando preços de mercado, o óleo combustível A1 está mais competitivo que o gás natural.*
 - *Custo do Gás muito alto para os atuais níveis de petróleo (US\$ ~60 bbl)*
 - *Existência de condições da COMGÁS solicitar desequilíbrio econômico (perda de competitividade frente a outros combustíveis) do contrato de compra de gás.*
 - *COMGÁS não pode ter a tarifa mais cara do país. Maior centro consumidor.*
 - *Maior parte dos investimentos já amortizados, terceiro ciclo tarifário.*
1. *Onde está o ganho de escala?*
 2. *Qual a vantagem do consumidor estar no centro de consumo?*
 3. *Quem está se apropriando dos ganhos marginais?”*

Comentário 1: Em relação à competitividade do gás natural frente a outros combustíveis, a Revisão Tarifária não pode levar em consideração as variações dos preços internacionais. Por isso, o sistema de tarifas teto prevê a realização de descontos para manter a competitividade do gás.

Comentário 2: A tarifa da Comgás refletirá ao custos eficiente de prestação do serviço de distribuição no Estado de São Paulo.

Comentário 3: As tarifas refletem não somente a rentabilidade permitida sobre os ativos líquidos existentes, como também os investimentos realizados durante o ciclo tarifário.

Os ganhos de escala são obtidos em cada processo de revisão tarifária e refletidos no P_0 .

As vantagens de um consumidor estar num centro de consumo maior são: primeiro ter acesso ao gás natural em condições de custo que reflitam esse tamanho e, então quanto maior a densidade de consumidores da Concessionária, melhor serão aproveitadas as economias da escala.

Através do processo de Revisão Tarifária, a empresa monopolista é retribuída a custos eficientes, com investimentos razoáveis e prudentes levando em conta o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Este processo assegura que a empresa não se aproprie de rendas monopólicas.

8 FIESP – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO

8.1 Histórico e Projeção de Demanda

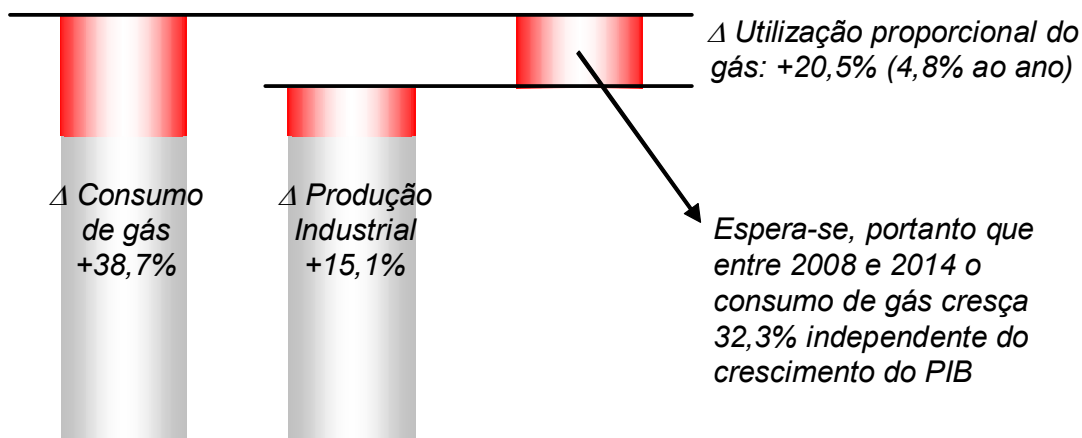
Extraído da contribuição da FIESP:



Entre 2004 e 2008:

- Crescimento do consumo de gás na indústria: 38,7% (8,5% ao ano)
- Crescimento da produção industrial: 15,1% (3,6% ao ano)

Há, portanto, uma tendência de aumento de utilização proporcional do gás com relação à produção de 4,8% ao ano.



Cenários do crescimento do PIB

Ano	Conservador	Positivo
2009	-0,44%	0,50%
2010	3,35%	3,94%
2011	4,06%	4,49%
2012	4,27%	4,86%
2013	4,20%	4,94%
2014	4,20%	4,94%

Elasticidade com relação ao PIB: 1,59; para cada 1% de crescimento do PIB, o setor cresce 1,59%, além disso, há o crescimento de 4,8% ao ano do consumo de gás”.

A FIESP conclui:

- “A demanda projetada pela COMGÁS e ARSESP entendemos serem muito conservadoras.
- Acreditamos que a COMGÁS não levará 5 anos para recuperar os níveis de consumo de 2007/2008.
- Pelos cálculos da FIESP, a demanda máxima histórica é alcançada em 03 anos no caso conservador e em 2 anos no caso positivo.
- A recuperação do mercado será facilmente alcançada com consumidores antigos.
- Havendo disponibilidade futura de gás, associado a preços competitivos, o mercado certamente irá se desenvolver de forma acelerada.
- Se considerarmos um aumento na Demanda projetada a margem não deveria cair proporcionalmente? De acordo com a fórmula do Valor da Margem Máxima”.

Comentário 1: É pertinente explicar que a ARSESP não relaciona a previsão de demanda somente ao crescimento anual, e não emprega uma simples taxa de crescimento



(“CAGR”) para obter previsões da demanda futura. O mercado Industrial contemplado pela ARSESP é composto por quatro elementos:

1. a recuperação da competitividade frente à outros combustíveis;
2. a recuperação da economia nacional e internacional;
3. crescimento vegetativo no médio prazo, baseado no impacto do crescimento da atividade industrial, por setor, no consumo de gás;
4. a captação de novos clientes.

O cenário macroeconômico utilizado na formulação das previsões do mercado foi um estudo independente empreendido para a ARSESP pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - Fipe. Este estudo inclui indicadores e previsões do PIB (nacional e estadual), consumo, investimentos, exportações e importações, e crescimento de valor adicionado por setor industrial. A ARSESP também contemplou outros estudos, panoramas, e dados macroeconômicos relevantes à atividade industrial e o desenvolvimento do consumo do gás.

Para cada setor industrial dados do crescimento de atividade econômica foram traduzidos para demanda para gás de acordo com o peso do setor no mercado da concessionária e a elasticidade de consumo / crescimento econômico.

A metodologia empregada pela ARSESP na formulação da previsão do mercado incluiu:

- análise do mercado apresentado pela concessionária no Plano de Negócios;
- avaliação independente do mercado factível por meio de pesquisa junto a indústrias, visitas no campo, avaliação de custo de conversão e instalação interna, estudo de sensibilidade de preço;
- estimativa de investimentos em infra-estrutura e a formação do mercado final e investimentos necessários para atender o mercado;
- contemplação e análise das apresentações e depoimentos recebidos durante a audiência pública, incluindo as da FIESP;
- calibração do mercado previsto com o consumo de outros combustíveis que o gás terá que deslocar.

Comentário 2: Fazemos as seguintes observações sobre a previsão de crescimento do mercado apresentada pela FIESP:

- O mercado previsto parece ser baseado no crescimento do consumo ao longo do último ciclo tarifário. Lembramos que esse crescimento foi relacionado à construção de novas redes, permitindo a conexão de novos clientes (muitos desses sendo de grande porte) e não foi relacionado diretamente ao crescimento do PIB ou a elasticidade PIB/Demanda. Para o próximo ciclo tarifário a previsão é de conectar um número menor de clientes, sendo que esses, na sua grande maioria, são de pequeno porte.
- A projeção do mercado apresentada pela FIESP resulta em volumes muito acima do consumo de combustíveis concorrentes, que define o ‘mercado teto’ para gás natural. Para o ano 2014 a demanda industrial prevista pelo Plano de Negócios da Comgás alcança 85,6% desse consumo, enquanto a previsão atualizada da ARSESP alcança 97,5%. Os cenários conservadores e positivos da FIESP superam esse teto em 11,5% e 37,2% respectivamente.
- O abastecimento dos volumes previstos no ‘Cenário Positivo’ da FIESP requereria grandes investimentos em redes novas, extensões e/ou reforços



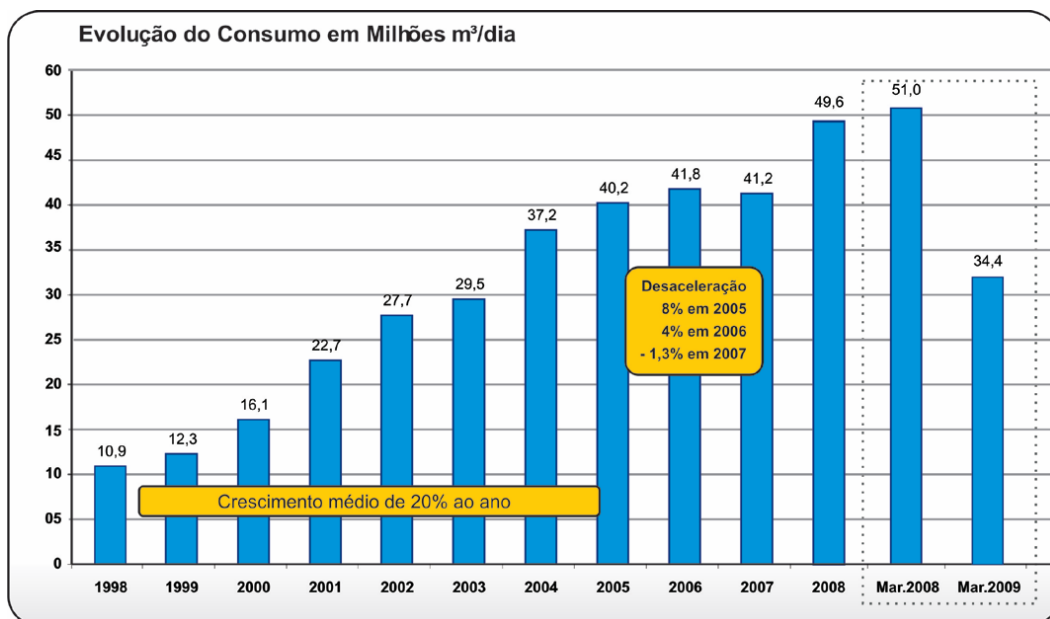
às redes atuais, necessariamente em curto prazo. Uma estimativa desse investimento não foi apresentada pela FIESP, porém certamente iria ter um impacto significativo no P0 e na margem máxima.

Comentário 3: Considerando uma recuperação mais robusta da demanda industrial reivindicada pela FIESP, e ainda a recuperação da competitividade do gás e o retorno das indústrias ao uso do mesmo, e avaliando contratos de fornecimento recentemente assinados, a ARSESP aceita atualizar a previsão do mercado industrial, com uma recuperação de demanda mais robusta devido à disponibilidade de gás mais barato no *City Gate* e uma retomada da atividade industrial mais acentuada, conforme contestado pela FIESP.

9 ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO

9.1 Comercialização do Gás no Brasil

Foi apresentada a comercialização de gás no Brasil, a desaceleração no crescimento e a última baixa na comercialização de março 2009 com relação a março 2008. Em síntese apresentou no gráfico abaixo, que existe uma redução de comercialização de 32,03% de março 2009 com relação a março 2008.



Também foi apresentada na tabela a seguir a evolução dos investimentos em expansão em km de rede notando-se que desde 2008 até março 2009 houve um crescimento de 2,24%. Foi também apresentado o Impacto Econômico e Social, as características e gestão do mercado de gás canalizado no Brasil.



EVOLUÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM QUILOMETROS

Período	2003	2004	2005	2006	2007	2008	MAR/2009
KM Rede	9.356	10.984	12.912	14.383	15.907	16.829	17.206
CRESCIMENTO		17,40%	17,55%	11,39%	10,60%	5,80%	2,24%

CONTRIBUIÇÃO ECONÔMICA E SOCIAL

Investimentos Efetuados – Distribuidoras (1997 a 2006 – 10 anos)	R\$ 6 Bilhões
Investimentos Previstos – Distribuidoras (2007 a 2011 – 5 anos)	R\$ 6 Bilhões
Total dos Investimentos (1997 a 2011 – 15 anos)	R\$ 12 Bilhões
Impostos Recolhidos – Distribuidoras	R\$ 950 Milhões
Empregos Gerados – Distribuidoras (Diretos e Indiretos – Dezembro 2008)	16 Mil

Fez uma indicação que falta competitividade ao preço do gás e que é preciso uma política clara para que a indústria siga investindo.

Comentário 1: A definição de política não é objeto da Audiência Pública. No entanto, cabe esclarecer que a ARSESP não fez redução em expansão física dos investimentos propostos pela Comgás, só ajustou os preços unitários de acordo com as melhores práticas de eficiência da própria empresa no ciclo passado e não reconhecendo para finalidade tarifária investimentos que não se coadunem com os conceitos da regulação.

10 ABIQUIM – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE INDÚSTRIAS QUÍMICAS

Comentário Geral: A ABIQUIM agradeceu o acolhimento de sua sugestão de que as tabelas de preço expressem o valor do gás natural nelas contido.

10.1 Transparência

Extraído da contribuição da ABIQUIM:

“A ARSESP deve criar também mecanismo de transparência da conta gráfica e publicar o preço médio do mix contido nas tarifas e, mensalmente, o preço médio de aquisição do gás natural pelas concessionárias.

Todavia, ainda que a ABIQUIM possa louvar o presente processo de revisão tarifária, cabe-lhe ressaltar que a metodologia adotada para o estabelecimento da estrutura tarifária proposta não conta com a transparência necessária ao seu integral entendimento, principal mente quando se tem por desconhecida, não só a metodologia de precificação do gás natural fixada a critério exclusivo do fornecedor, como também a reprodução de todos os custos considerados e aplicados para a sua distribuição entre as diferentes classes de consumidores.

Também apresentou que a memória de cálculo das tarifas e/ou margens máximas deve ser apresentada de forma transparente.



Comentário 1: Os temas relativos ao preço do gás e conta gráfica não são assuntos tratados na Nota Técnica em questão.

Comentário 2: As Notas Técnicas divulgadas contêm todas as informações e dados necessários ao entendimento e compreensão do processo de revisão tarifária e dos valores finais calculados, em atenção aos princípios da publicidade, transparência e motivação. O elevado nível das contribuições apresentadas pelos diversos agentes e entidades, com a reprodução e comparação de cálculos tarifários, ratifica que a documentação apresentada através da Nota Técnica – Revisão Tarifária da COMGÁS Terceiro Ciclo Tarifário e Cálculo da Margem Máxima e Fator X (Abril de 2009) é clara e suficiente ao completo entendimento do processo tarifário em curso e seus resultados.

10.2 Perdas

Extraído da contribuição da ABIQUIM:

“

- *Perdas de Gás - sistema elétrico tem perdas técnicas inerentes ao transporte de energia através*
- *Para o gás natural não é válida essa premissa*
- *Vazamentos - responsabilidade da distribuidora – manutenção*
- *Perdas por medição - são compensadas na média.*
- *Porque definir que no final a medição é menor que a real?*
- *Perdas consideradas - 2,05% significam 105 milhões de m³ num ano*
- *Equivale a um consumo de 287.000 m³/dia - maior do que a maioria dos clientes da Comgás”*

Apresentou a seguinte tabela com a experiência internacional:

País	Perdas de Gás %	
	1984	2000
Dinamarca	3,7	0,3
França	1,3	1,0
Holanda	1,2	0,3
Itália	1,0	0,8
Japão	1,7	0,6

E sugere uma redução para 1% com viés decrescente.

Comentário 1: Foram apresentados vários depoimentos na Audiência Pública sobre o nível de perdas para inclusão no P₀, sendo que os mesmos referem-se às taxas de perdas publicadas por um instituto de pesquisa econômica holandês, o “*Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis*”, ou CPB. O extrato do relatório apresentado não reflete a realidade sobre perdas de gás no âmbito internacional. A tabela completa da fonte citada nas apresentações é a seguinte:



Table 5.1 International comparison

Country	Distribution losses and own use as percentage of final gas consumption		
	1984	2000	Average
Denmark	3.7	0.3	6.8
United-Kingdom	5.9	6.1	6.4
Austria	5.7	3.6	4.5
Spain	2.9	2.2	3.3
New-Zealand	5.6	2.4	3.3
France	1.3	1.0	1.9
Netherlands	1.2	0.3	1.2
Italy	1.0	0.8	1.0
Japan	1.7	0.6	0.9

Source: own calculations

Comentário 2: A ARSESP concorda com a necessidade de minimizar perdas, e com esse propósito já tomou várias medidas, incluindo:

- a renovação ou reparo permanente de 25% da rede que mais apresenta vazamento, dentro de 5 anos contados a partir da data da privatização como meta obrigatória, e contínuo investimento aprovado na renovação da mesma;
- a renovação obrigatória de 65% dos medidores nos primeiros 10 anos da concessão e a aprovação do contínuo investimento na aferição dos restantes;
- a instalação obrigatória de corretores de medição para todos os consumidores de grande porte nos primeiros 5 anos da concessão.

Tendo em vista os depoimentos e apresentações na Audiência Pública, e o aumento em investimento na renovação da rede de Ferro Fundido aprovado pela ARSESP, a ARSESP resolve modificar as taxas de gás não contabilizado reconhecidas para o próximo ciclo tarifário para refletir metas mais rigorosas, da seguinte forma:

Meta Regulatória para o Gás não Contabilizado Terceiro Ciclo Tarifário					
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Gás Não Contabilizado 3º Ciclo Tarifário	2,00%	1,88%	1,75%	1,63%	1,50%

Observe que essas taxas representam uma redução mais acentuada quando comparadas com o último ciclo tarifário, refletindo o aumento em investimento na renovação da rede de Ferro Fundido aprovado pela ARSESP:

Meta Regulatória para o Gás não Contabilizado Segundo Ciclo Tarifário					
	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009
Gás Não Contabilizado 2º Ciclo Tarifário	2,32%	2,25%	2,18%	2,12%	2,05%

10.3 OPEX – Remuneração da Diretoria

Extraído da contribuição da ABIQUIM:

“Aumento na remuneração média da diretoria de 91%, incompatível com a realidade econômica brasileira”



Comentário 1: Será considerado a título de despesas de pessoal da Presidência para o próximo ciclo o mesmo montante praticado pela Comgás no ano de 2008, mais metade das despesas com *Secondees* informadas em 2008.

Esse valor, R\$ 15.403.137, dividido pela quantidade de empregados da Presidência informado no Plano de Negócios, resulta numa remuneração média mensal de R\$ 10.352, já descontados os Encargos Sociais como 13º salário, adicional de férias, INSS e FGTS, além de possíveis benefícios. Esse valor mostra-se compatível com a prática do mercado para essa área.

10.4 OPEX – Custo de Propaganda e Publicidade

Extraído da contribuição da ABIQUIM:

“Custo de propaganda e publicidade aprovado no ciclo anterior foi de R\$ 618 por novo cliente e foram aplicados R\$ 50. Para este ciclo a ARSESP mantém os mesmos R\$ 618. Consideramos alto”.

Comentário 1: Foi solicitada uma desagregação à Comgás sobre os montantes históricos e do Plano de Negócios relativos às despesas com Publicidade e Marketing.

Comentário 2: Na comparação do histórico com o Plano de Negócios informado pela COMGÁS, o item “Publicidade e Marketing” do Plano foi comparado diretamente com as despesas históricas dos itens “propaganda e publicidade” e “anúncios e publicações”, o que resultou nos custos unitários citados acima.

Segundo esclarecimentos prestados pela COMGÁS, o grupo de “Publicidade e Marketing” apresentado no Plano de Negócios foi elaborado tendo em vista separar as despesas relacionadas a Gestão Comercial/Comercialização e contém todas as despesas (de Pessoal, Materiais e Outras) relacionadas ao esforço de vendas.

Dentre os Serviços estão, além de “propaganda e publicidade”, serviços de consultoria, despesas com telefone e comunicações, aluguéis de equipamentos de informática. Em Outras despesas estão relacionadas, além das despesas com “anúncios e publicações” despesas com viagens, eventos e promoções e patrocínios. Desse modo, não podiam ser diretamente comparados entre si.

A COMGÁS informou uma nova abertura dos gastos históricos com “Publicidade e Marketing”, de modo a torná-los comparáveis com os apresentados no Plano de Negócios, conforme abaixo.

PROPAGANDA E PUBLICIDADE [R\$]	2004	2005	2006	2007	2008
PROP E PUBLICIDADE	6.340.725	8.222.084	7.390.841	5.024.418	3.159.574
ANÚNCIOS E PUBLICAÇÕES	1.217.346	1.171.073	1.258.208	1.321.045	1.262.348
TOTAL	7.558.071	9.393.157	8.649.049	6.345.463	4.421.922

PROPAGANDA E PUBLICIDADE [R\$]	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
PROP E PUBLICIDADE	4.478.745	6.960.968	9.130.323	11.172.600	13.126.173
ANÚNCIOS E PUBLICAÇÕES	2.794.158	3.216.212	3.304.775	3.358.324	3.372.742
TOTAL	7.272.903	10.177.180	12.435.098	14.530.924	16.498.915



DESPESAS COM PROPAGANDA E MARKETING	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
PUBLICIDADE E MARKETING	48.665.689	52.730.497	56.526.948	58.568.700	59.662.920
Pessoal	23.704.510	23.635.666	23.489.864	23.002.685	22.386.681
Material	1.855.769	2.085.212	2.288.166	2.209.273	1.971.199
Serviços	11.473.282	14.348.763	17.056.959	18.971.772	20.438.041
PROP E PUBLICIDADE	4.478.745	6.960.968	9.130.323	11.172.600	13.126.173
Outras	11.632.128	12.660.856	13.691.959	14.384.970	14.866.999
ANÚNCIOS E PUBLICAÇÕES	2.794.158	3.216.212	3.304.775	3.358.324	3.372.742

Áreas/Sub áreas	2004	2005	2006	2007	2008	Média
PUBLICIDADE E MARKETING	31.287.113	38.883.568	35.803.286	26.267.446	18.305.116	
QTDE. CLIENTES	443.883	478.769	513.181	563.916	651.216	
NOVOS CLIENTES		34.886	34.412	50.735	87.300	
PUBL E MARK / CONS.	70,49	81,22	69,77	46,58	28,11	59,23
PUBL E MARK / NOVOS CONS		1.114,59	1.040,43	517,74	209,68	720,61

Áreas/Sub áreas	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	Média
PUBLICIDADE E MARKETING	48.665.689	52.730.497	56.526.948	58.568.700	59.662.920	
QTDE. CLIENTES	714.817	786.654	866.167	953.156	1.042.081	
NOVOS CLIENTES	63.601	71.837	79.513	86.989	88.925	
PUBL E MARK / CONS.	68,08	67,03	65,26	61,45	57,25	63,81
PUBL E MARK / NOVOS CONS	765,17	734,03	710,91	673,29	670,94	710,87

Observa-se na 3ª tabela que houve um gasto médio de R\$ 721 por novo cliente no histórico informado, sendo que houve grande variação desse indicador desde 2004, onde foi de R\$ 1.115 por novo cliente, chegando a cerca de R\$ 210 por novo cliente no ano de 2008.

Desse modo, pelo já apresentado pela distribuidora, será considerado a título de despesas com propaganda e marketing para o próximo ciclo o valor de R\$ 209,68 por novos clientes, equivalente ao valor realizado em 2008, conforme apresentado pela COMGÁS.

Desses custos, a título de despesas com propaganda, publicidade, anúncios e publicações no próximo ciclo, foram reconhecidos ano a ano os mesmos recursos gastos pela COMGÁS no ano de 2008. O restante foi concedido a título de despesas com captação de novos clientes.



10.5 Margem do Segmento Matéria Prima

Foram apresentados gráficos com a comparação entre a margem atual e proposta, indicando as diferenças entre elas e as margens aplicados no estado de Espírito Santo.

Comentário 1: Considerando a contribuição da ABIQUIM, a ARSESP reduz a margem aplicável ao Segmento Matéria Prima para um valor inicial equivalente a 70% do Segmento Cogeração.

Comentário 2: No entanto, a comparação apresentada pela ABIQUIM entre a margem vigente e a margem proposta na NT em questão não é correta. De acordo com os cálculos efetuados, a diferença entre a margem proposta e a vigente para o segmento Matéria Prima, para consumos da ordem de 10.000.000 m³/mês é aproximadamente 9,3%, e não aproximadamente 35% como apresentado na figura.

11 CIESP – CENTRO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO

11.1 Demanda Projetada e Margem

A CIESP indicou que é possível uma redução de até 17% no valor da margem proposta pela ARSESP com o aumento no volume

Margem proposta pela ARSESP (R\$/m ³)	Demanda Projetada para o Período (milhão m ³)	
0,3176	ARSESP	26.059
0,2905	FIESP – Cenário Conservador	28.490
0,2638	FIESP – Cenário Positivo	31.370

O Comparativo entre Distribuidoras para o Cálculo da Margem Média para o Setor Industrial tem as seguintes premissas:

- Distribuidoras consideradas: Sulgás, SCGás, Compagás, Comgás, CEG, Gasmig, BR, Bahiagás
- Margem industrial média* calculada para classes de consumo entre 100 e 9000 mil m³/mês

O valor da margem média obtida é de 0,2382 R\$/m³ e indica que a margem proposta pela ARSESP de 0,3176 é 25% superior a este valor e que é possível uma redução de 8% sobre a margem calculada com base no Cenário Positivo – FIESP.

Apresentou também a possibilidade de reduzir a tarifa de gás segundo dados de leilões apresentados.

Comentário 1: Ver os Comentários realizados no item 2.1.1. A margem média inclui outros segmentos como o residencial, cujas margens evidentemente são mais elevadas. As margens do segmento industrial da Comgás são inferiores à proposta.

Comentário 2: A redução do preço do gás não é assunto discutido na Nota Técnica em questão.



12 PETROBRÁS

12.1 Projeto específico de Reforço - UTE FERNANDO GASPARIAN – FEG (Nova Piratininga)

Extraído da contribuição da Petrobrás:

“

- *A UTE FEG já é atualmente suprida por meio do anel de distribuição da COMGAS, não havendo ramal a ela dedicados.*
- *A NT do Cálculo da Margem Máxima para o Terceiro Ciclo Tarifário da Comgás indica que haverá investimento para um projeto específico de reforço para garantir capacidade para um único cliente atual de grande porte, no caso seria a UTE-FEG.*
- *Não existe previsão de ampliação da capacidade de consumo da UTE-FEG dentro do horizonte da Revisão Tarifária”.*

As conclusões da apresentação formam as seguintes:

“

- *O suprimento à UTE-FEG foi normalmente atendido, sem prejuízo a demais consumidores, no período compreendido entre dezembro de 2007 e fevereiro de 2008.*
- *O investimento previsto não pode ser considerado de interesse específico da UTE-FEG. Beneficiam-se com tais investimentos principalmente a expansão do consumo no Anel de Distribuição, em conjunto com a UTE-FEG e os demais atuais clientes da RETAP.*
- *Falta fundamentação técnica para alocar novos investimentos em reforços da rede de distribuição exclusivamente à UTE FEG”.*

Comentário 1: Ver os Comentários realizados no item 2.2.2.3.

12.2 UTE EUZÉBIO ROCHA – EZR (CUBATÃO)

Extraído da contribuição da Petrobrás:

“

- *UTE-EZR, ativo de propriedade da PETROBRAS, será concluída em novembro de 2009. A usina tem capacidade instalada de 208 MW - para suprimento à RPBC e ao mercado - e consumo de 1,2 milhão de m³/dia de gás natural e 330 mil m³/dia de gás de refinaria. Com a instalação da UTE, a RPBC desativará sua casa de força.*
- *Além da usina, foi construída uma subestação de transmissão para interligar a usina à rede de energia elétrica existente e um ponto de entrega de gás natural específico para atender à termelétrica.*
- *Segundo indica a planta do ponto de entrega de gás natural, a tubulação do Gasan até o ponto de entrega tem em torno de 200m, construído pela Petrobras.*

...

- *A ARSESP, na presente revisão tarifária, estabelece o pagamento de margem máxima de distribuição ao gasoduto de suprimento à termelétrica, pelos volumes potencialmente entregues para o SIN, ainda que não haja investimento da concessionária.*



ARSESP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

- Entretanto, *inexiste de investimento por parte da concessionária estadual no ramal que liga o gasoduto de transporte à UTE.*
- Por sua vez, a Lei do Gás (Lei nº 11.909/09), em fase de regulamentação, criou novas figuras de agentes, como o autoprodutor, o auto-importador e consumidor livre de gás natural.
- À luz desse novo marco regulatório, a inserção de uma receita que contemple investimentos e margem de comercialização para este tipo de consumidor, pode levar a dificuldades negociais e inviabilização das premissas básicas da Revisão Tarifária.

....

Conclusões:

- A ARSESP majorou a previsão de consumo termelétrico para o próximo ciclo, implicando no pagamento de Tarifa Máxima de distribuição pela UTE-EZR, ativo da PETROBRAS.
- É inexistente o investimento por parte da concessionária estadual no ramal que liga o gasoduto de transporte à UTE, portanto, entende-se que não há razão para que o custo de investimento possa ser incluído no cálculo da tarifa.
- Desta forma o Plano de Negócios da Revisão Tarifária em curso deveria contemplar tão somente o pagamento de tarifa de serviços de O&M para esta térmica'.

Comentário 1: Nos termos da regulação vigente, corresponde a aplicação da tarifa do segmento Termoelétrica e a partir de maio de 2011 poderá migrar ao mercado livre nos termos estabelecidos na regulamentação que exige o pagamento da TUSD.

13 WALD

13.1 Dispêndios para adequação das instalações dos novos usuários residenciais devem ter contrapartida tarifária

Extraído da contribuição da Wald:

‘Conceito: colaboração Poder Público e iniciativa privada

Objetivo: serviços públicos mais eficientes e universalizados, a preços justos e transparentes

Princípios: convivência harmoniosa dos princípios da universalização, modicidade tarifária, e equilíbrio econômico financeiro’

Citou o princípio de universalização e os artigos das leis ao respeito. Indicaram que os serviços locais de gás canalizado a parcela cada vez maior da sociedade, sempre que presentes condições materiais e econômicas.

“...corolário do princípio da universalização

- *serviços prestados pela menor tarifa possível em face do custo, evitando-se a oneração excessiva dos usuários*
- *quanto maior a base de usuários, maior a modicidade tarifária*

...

- *Expansão do segmento residencial*
- **Barreira de entrada:** GLP-P 13 com preço congelado desde 2003 – incentivo social ao “gás de cozinha”
- **Superação:** instalação de rede interna e conversão dos usuários



- *Obras que não integram os ativos da concessionária (arts. 10, § 2º e 12 da Portaria CSPE 160/2001)*
- **Alea extraordinária:** não prevista na proposta
- **Ônus da Universalização dos serviços**

...

- A) *Pagamento pelo Usuário = oficialização da barreira à expansão do segmento residencial, favorecendo GLP-P13*
- B) *Pagamento pela Concessionária, sem contrapartida tarifária = (i) suspensão da universalização ou (ii) desequilíbrio econômico-financeiro*
- C) *Remuneração pela Tarifa = Regulador prevê mecanismo para superar efeito GLP – P13 (alea extraordinária) e universalizar os serviços*
- *Alternativa “C” compatível com universalização, modicidade e equilíbrio econômico-financeiro*
 - *Modicidade tarifária: por derivar da universalização, não justifica posturas regulatórias que restrinjam o acesso de novos usuários*
 - *Não se pode obstar universalização de determinado segmento, a pretexto de garantir tarifas mais baixas para outros segmento*
 - *Modicidade aos usuários atuais não pode frustrar objetivo social da tarifa, de acesso de número cada vez maior de novos usuários*

As conclusões são as seguintes:

“

- *O risco da “aparente modicidade”: mera redução da tarifa do segmento residencial, onerando-se outros segmentos, não atrai novos usuários residenciais e permite fuga dos usuários de outros segmentos (várias alternativas energéticas ao gás natural).*
- *Custos de conversão dos novos usuários residenciais devem ser diluídos nas tarifas de todos os segmentos*
- *Postura regulatória que garante universalização dentro do equilíbrio econômico-financeiro, sem prejudicar a modicidade tarifária”.*

Comentário 1: O Contrato de Concessão (Cláusula Sexta) confere tratamento específico para o custeio das situações em que há necessidade da participação financeira de consumidor. Esses custos não integram a base tarifária da Concessionária, sendo descabida sua alocação para os demais usuários por meio das tarifas. Os fatos e os fundamentos que ensejam o pedido da Comgás consistem, na verdade, em álea empresarial ordinária que deve ser assumida pela Concessionária.

Os resultados do processo de revisão tarifária da Comgás em curso propiciam a universalização de seus serviços, privilegiando o princípio da modicidade tarifária, em estrita conformidade com o que preconiza a Lei nº 7.835/92 (Lei Estadual de Concessão de Serviço Público), o Decreto 43.889/99 (Regulamento da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado) e o Contrato de Concessão.



14 ABRACE

14.1 CAPEX

Extraído da contribuição da ABRACE:

“... a ARSESP considera prudente manter as quantidades físicas propostas pela COMGÁS no plano de Expansão,

... mas considerando os preços do ano 2008 para tubulações e válvulas do terceiro ciclo (2009 a 2013)

2008 foi um ano de pico de preços das commodities, como o aço, que é parte essencial do investimento em tubulações, representando 65% dos investimentos realizados no último ciclo.

PLEITOS:

Utilização de preços das matérias-primas baseadas em valores históricos mais longos de maneira a atenuar os picos de preços inflacionários observados em 2008”.

Comentário 1: A ARSESP irá considerar os custos unitários para as redes de aço praticados pela Comgás durante o 1º trimestre de 2009.

14.2 Perdas

Extraído da contribuição da ABRACE:

“Na Nota técnica no. RTM/02/2009 a ARSESP define para a COMGÁS um patamar de perdas de gás de 2,05% Também foi adotada uma redução anual de 3% ao ano para esse patamar inicial”.

Apresentaram a seguinte tabela da experiência internacional:

País	Perdas de Gás %	
	1984	2000
Dinamarca	3,7	0,3
França	1,3	1,0
Holanda	1,2	0,3
Itália	1,0	0,8
Japão	1,7	0,6

“

- *2,05% de perdas é suficiente para atender 98,62% de todos os consumidores da COMGÁS, ou seja:*

100% do Residencial Individual;

51,32% do Residencial Medição Coletiva;

- *Em termos econômicos equivale a 52% das despesas totais de pessoal da COMGÁS, ou R\$ 72 milhões/ano”.*

A ABRACE solicita que o patamar máximo de perdas regulatórias seja de 1%, com trajetória de redução de 20% ao ano visando alcançar o patamar de 0,4% ao final do terceiro ciclo”.

Comentário 1: Ver comentários ao item 10.2.



14.3 Margem de Comercialização

Extraído da contribuição da ABRACE:

“Ao extrair da “Margem Máxima de Distribuição” a parcela de comercialização, ainda restaria na margem máxima uma parcela de comercialização associada aos consumidores que no momento ainda não são considerados potencialmente livres”.

...

Logo, os consumidores livres pagariam pelo uso dos sistemas de distribuição parte dos custos de comercialização de outros usuários.

PLEITOS:

- Rever o procedimento de cálculo da margem;
- Retirar todos custos com “Publicidade e Marketing” da TUSD;
- Recalcular para a TUSD as parcelas de: Pesquisa e Desenvolvimento; Controle e Fiscalização e Perdas”.

Comentário 1: A “Margem Máxima de Distribuição” (MMD) apresentada está composta pela margem da atividade de distribuição e a margem da atividade de comercialização.

A metodologia utilizada estima a margem de comercialização contida na MMD correspondente aos usuários potencialmente livres, cujo valor resulta em 1,9% do total da MMD.

A aplicação deste valor está prevista como redução da MMD individual para aqueles usuários que migrem ao mercado livre. A seguir se apresenta um exemplo de aplicação:

$$\text{Tarifa usuário regulado} = \text{MMD} + \text{G\&T}$$

Onde:

$$\text{Margem MMD} = \text{Margem Atividade Distribuição} + \text{Margem Atividade Comercialização}$$

Portanto:

$$\text{Tarifa usuário regulado} = \text{Margem Atividade Distribuição} + \text{Margem Atividade Comercialização} + \text{G\&T}$$

No caso de usuários potencialmente livres no mercado regulado, a margem da atividade de comercialização representa 1,9% da MMD:

$$\text{Margem Atividade Distribuição} = \text{MMD} - \text{MMD} * 1,9\%$$

Desta forma a tarifa correspondente a um usuário livre fica:

$$\text{Tarifa usuário livre} = \text{Margem Atividade Distribuição} + \text{G\&T}$$

$$\text{Tarifa usuário livre} = \text{MMD} - \text{MMD} * 1,9\% + \text{G\&T}$$

Comentário 2: Com relação ao pleito de retirar os custos com “Publicidade e Marketing” da TUSD, se esclarece que os mesmos foram retirados para os clientes que operarem no mercado livre, como consta na tabela do item 3.4.2 da Nota Técnica em questão.

10% dos custos de “Publicidade e Marketing” estão contidos na porcentagem de 1,9% de total da MMD.

14.4 Estrutura Tarifária

Extraído da contribuição da ABRACE:

“Em 5 anos houve um incremento de 40% no número de unidades consumidoras atendidas pela COMGÁS: 180.000 novos usuários.



Deste total, 99,5% das novas conexões foram realizadas para atender consumidores residenciais

A COMGÁS propõe acentuar a capilaridade das redes e procederá, portanto, a novos investimentos em redes de menor pressão.

A expectativa é que ocorra um crescimento ou renovação de 97% das tubulações com relação a extensão de redes realizadas no segundo ciclo (2.493 km).

Segmento	ATUAL (R\$/m³)	ARSESP (R\$/m³)	VARIAÇÃO
Industrial	0,2547	0,2659	4,37%
Residencial	2,0617	2,0618	0,00%
Residencial M Coletiva	1,4163	1,5023	6,07%
Comercial	1,1274	1,1521	2,18%
GNV	0,1755	0,1410	-19,69%
GNC	0,2272	0,1941	-14,60%
Termoelétrico	0,1672	0,0311	-81,41%
Cogeração	0,2001	0,1410	-29,56%

Efeito apenas da Mudança na Estrutura Tarifária

Se a maioria dos investimentos realizados e projetados tem por fim aumentar o acesso dos consumidores residenciais e comerciais no sistemas de distribuição...

Por que as tarifas dos consumidores industriais aumentam significativamente de valor ?

Por que o segmento cogeração apresenta aumento da tarifa se a margem média proposta para este segmento está reduzindo?"

Comentário 1: As margens apresentadas pela ABRACE diferem dos calculados pela ARSESP na Nota Técnica em questão.

A margem industrial obtida pela ARSESP com o mercado projetado é de R\$ 0,2873/m³, diferente do valor apresentado pela ABRACE de R\$ 0,2547/m³. A proposta da ARSESP reduz a margem do segmento industrial em 7,45%, diferente do incremento de 4,37% apresentado pela ABRACE.

A margem do segmento Cogeração obtida pela ARSESP com o mercado projetado é R\$ 0,1410 /m³ que representa um valor 8,19% superior à vigente, cujo impacto na tarifa final é de 1,5%.

14.5 Transparência

Extraído da contribuição da ABRACE:

"Como são calculadas as tarifas dos consumidores?"

Onde está a memória de cálculo das tarifas dos consumidores ?

A ABRACE ESPERA PODER CONFERIR OS CÁLCULO DAS TARIFAS !!!

A ABRACE solicita transparência e reprodutibilidade total !

Neste sentido a ARSESP deve disponibilizar dados e memória de cálculo".

Comentário 1: Ver comentários no item 10.1.



15 BRASKEM

15.1 OPEX – Remuneração com a Presidência

Extraído da contribuição da BRASKEM:

“A ARSESP projetou para 2009 gastos com a presidência, num total de R\$24.220.470. Os custos em 2008 corresponderam a um total de R\$12.685.409. Aumento de 90,93% entre 2008 e 2009.

A proposta da BRASKEM é:

1. *“Remuneração presidência: utilizar o custo médio de 2008 (R\$18.226/colaborador)”.*

Comentário 1: Ver o Comentário 1 do item 10.3.

15.2 OPEX – Custo de propaganda e publicidade

Extraído da contribuição da BRASKEM:

No 2º ciclo foi previsto: R\$ 618,42/Novo Cliente

Em 2008 foi gasto: R\$ 50,65/Novo Cliente

Proposta 3º ciclo: Comgás: R\$ 710,87/Novo Cliente

ARSESP: R\$ 618,42/Novo Cliente

A proposta da BRASKEM é:

2. *“Remuneração presidência: utilizar o custo médio de 2008 (R\$18.226/colaborador)”.*

Comentário 1: Ver o Comentário 1 do item 10.3.

15.3 OPEX – Custos com O&M – Item “Outros”

Extraído da contribuição da BRASKEM:

“Custo projetado de R\$ 50.650.033 referentes a planejamento, engenharia, higiene, segurança ambiental, capacitação técnica de funcionários e “outros”.

Subitem “outros” desconhecido e corresponde a R\$25 milhões”.

A proposta da BRASKEM é:

3. *“Operação & Manutenção: Retirar do OPEX do valor previsto para o subitem “outros”.*

Comentário 1: Foi solicitado uma desagregação e esclarecimento a Comgás sobre o montante do subitem outros.

Comentário 2: A Comgás informou que o subitem outros contem taxas municipais e taxas para a utilização de faixas de outras concessionárias; remediação do solo, danos causados a terceiros e projetos descontinuados; e, despesas administrativas contendo gastos de veículos, telefones, pessoal, viagens, informática, manutenção predial, processamento de ordens de serviço, conforme apresentado abaixo:



"OUTRAS" DESPESAS – O&M	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
TAXAS MUNICIPAIS E TAXAS PARA UTILIZAÇÃO DE FAIXAS DE OUTRAS CONCESSIONÁRIAS	19.557.639	21.904.174	24.455.377	27.062.455	29.622.178
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	4.017.124	4.499.100	5.023.115	5.558.606	6.084.372
VEÍCULOS E COMBUSTÍVEIS	1.660.907	1.860.183	2.076.841	2.298.244	2.515.625
PESSOAL	926.643	1.037.823	1.158.699	1.282.222	1.403.502
DEMAIS DESPESAS (EPIS, MANUT PREDIAL, ETC.)	484.437	542.560	605.752	670.329	733.732
TELEFONES	336.659	377.051	420.967	465.844	509.907
PROCESSAMENTO DE ORDENS DE SERVIÇOS	280.803	314.494	351.124	388.555	425.307
INFORMÁTICA	189.091	211.778	236.444	261.650	286.399
VIAGENS	138.584	155.211	173.288	191.762	209.900
DEMAIS DESPESAS (REMEDIÇÃO DO SOLO DA MOOCA, DANOS A TERCEIROS, PROJETOS DESCONTINUADOS E ETC.)	1.539.795	1.724.540	1.925.399	2.130.657	2.332.187
TOTAL	25.114.558	28.127.814	31.403.891	34.751.718	38.038.737

Comentário 3: A ARSESP reconheceu a totalidade dos custos abertos apresentados na tabela acima.

15.4 Perdas

Extraído da contribuição da BRASKEM:

“A ARSESP define um patamar de perdas de gás de 2,05% com redução anual de 3% ao ano.

País	Perdas de Gás %	
	1984	2000
Dinamarca	3,7	0,3
França	1,3	1,0
Holanda	1,2	0,3
Itália	1,0	0,8
Japão	1,7	0,6

Perdas de 2,05% é suficiente para atender 98,62% dos consumidores da COMGÁS, ou seja:

100% do Residencial Individual;

51,32% do Residencial Medição Coletiva;

Os custos previstos com perdas = 52% das despesas totais de pessoal da COMGÁS, ou R\$ 72 milhões/ano.

A proposta da BRASKEM é

“Patamar máximo de 1%, com trajetória de redução de 20% ao ano visando alcançar o patamar de 0,4% ao final do terceiro ciclo”.



Comentário 1: Ver comentários ao item 10.2.

15.5 Transparência

A proposta realizada pela BRASKEM:

“Transparência, possibilitando a reprodução dos cálculos, não só das tarifas finais, mas também das margens por segmento e classe,

Que nas Deliberações da ARSESP que dispõem sobre o reajuste dos valores das Margens de Distribuição e sobre o repasse das variações dos preços do Gás e do Transporte, conste de forma separada, os três componentes da tarifa final:

- ♦ *Preço do Gás (Pg)*
- ♦ *Preço do Transporte (Pt); e*
- ♦ *Margem de distribuição (Md)”.*

Comentário 1: Ver comentários no item 10.1.

16 COGEN – ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA

16.1 Agenda Setorial

A COGEN apresentou a agenda setorial COGEN 2009 com os seguintes pontos: Matriz Elétrica; Leilões de Energia; Cogen Bioeletricidade: Cogen/GD; GD Solar; Cogen Gás e Ar Condicionado a Gás Natural.

Comentário 1: Os pontos apresentados não são assuntos discutidos na Nota Técnica em questão.

17 EXPOSIÇÕES VERBAIS

As seguintes contribuições foram realizadas verbalmente:

- *Centro Brasileiro de Infraestrutura Ltda - Adriano José Pires Rodrigues*
- *Schmidt, Valois, Mirandae Agel Advogados - Antônio Luís de Miranda Ferreira*
- *Arnaldo Jardim – Deputado Federal*
- *SIESP - Silvia Maria Calou*
- *Tempo Giusto Consultoria Empresarial - Eduardo José Bernini*
- *Pref. Municipal de S. João da Boa Vista - Nelson Mancini Nicolau*
- *Prefeitura Municipal de Americana - Luciano Corrêa dos Santos*
- *Prefeitura Municipal de Mogi das Cruzes - Walter Zago Ujvari*
- *Associação Brasileira de Cerâmica - José Lepri*
- *Sindgasista Artur Risso Neto*
- *Assoc. Paulista das Cerâmicas de Revestimento - Luís Fernando Quilici*

As respostas a estas contribuições verbais estão contidas nos itens anteriores.



ARSESP
AGÊNCIA REGULADORA DE
SANEAMENTO E ENERGIA
DO ESTADO DE SÃO PAULO

Comentário Geral: É importante esclarecer que a ARSESP na Nota Técnica apresentada, não reduz investimentos físicos de expansão, mas sim, ajustou os custos apresentados pela Comgás a valores eficientes praticados pela Concessionária e a indústria, em concordância a regulação vigente e o Contrato de Concessão.