

AUDIÊNCIA PÚBLICA ARSESP Nº 001/2009

*CONSIDERAÇÕES ARSESP
SOBRE CONTRIBUIÇÕES E EXPOSIÇÕES*

18 de Março de 2009



ÍNDICE

APRESENTAÇÃO.....	7
1 ABIQUEM - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA.....	7
1.1 COMENTÁRIOS DE ORDEM GERAL.....	7
1.2 FATOR K.....	9
1.3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA.....	9
1.4 CONTRATOS REGULADOS.....	9
1.5 ABERTURA DO MERCADO.....	10
1.6 MEDIÇÃO E FATURAMENTO	11
1.7 TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	12
1.8 TARIFA DIFERENCIADA POR FATOR DE CARGA.....	12
1.9 MODICIDADE TARIFÁRIA.....	12
1.10 SEGMENTO MATÉRIA PRIMA.....	13
2 ABIVIDRO – ASSOCIAÇÃO TÉCNICA BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS AUTOMÁTICAS DE VIDRO	13
2.1 ABERTURA DO MERCADO DE GÁS.....	13
2.1.1 Restrições Propriedades Cruzadas	13
2.1.2 Restrições ao tamanho do Mercado Livre	13
2.1.3 Condições para a migração	14
2.1.4 Prazo da denúncia.....	14
2.1.5 Usuário Desistente.....	15
2.1.6 Fornecedor de última instancia	15
2.1.7 Medição.....	16
2.1.8 Compartilhamento de informações de consumo	16
2.1.9 Interrupção do Fornecimento	16
2.1.10 Registro de contratos de comercialização	17
2.1.11 Lei do Gás.....	17
2.2 METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	18
2.2.1 Base de Remuneração vigente.....	18
2.2.2 Metodologia do Fator X	19
2.2.3 Estrutura Tarifaria	19
2.2.4 Custo de Capital.....	20
3 ABRACE.....	20
3.1 INTRODUÇÃO	21
3.2 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
3.3 USUÁRIOS LIVRES	22
3.4 TERMO K.....	22
3.5 RECEITA EXTRA CONCESSÃO E OUTRAS RECEITAS	24
3.6 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES DE D & C	25



3.7	A LEI DO GÁS.....	27
3.8	FATOR X.....	29
3.9	ESTRUTURA TARIFÁRIA	30
3.10	BASE DE REMUNERAÇÃO	32
3.11	PREÇO GÁS - CITY GATE.....	33
3.12	CONSIDERAÇÕES FINAIS	35
4	ANACE – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE CONSUMIDORES DE ENERGIA.....	36
4.1	PRAZO REDUZIDO PARA AS CONTRIBUIÇÕES	36
4.2	ABERTURA DO MERCADO DE GÁS	36
4.2.1	Usuários Livres a partir da data de abertura	37
4.2.2	Conveniência de imposição de restrições às participações cruzadas.....	37
4.2.3	Impactos da abertura sobre as Tarifas aplicáveis aos Usuários do Mercado Regulado	37
4.2.4	Cronograma de liberação	38
4.2.5	Pré-aviso.....	38
4.2.6	Desistência	39
4.2.7	Fornecedor de última instância	39
4.2.8	Faturamento.....	40
4.2.9	Registro Contratos.....	40
4.2.10	Lei do Gás	40
4.2.11	BRR e o Ágio	42
4.2.12	Estrutura Tarifária	42
4.2.13	Política de preços do gás natural justa e transparente junto aos produtores e transportadores	42
5	ASSUNÇÃO – CONSULTORIA INSTITUCIONAL.....	43
6	CBIE	44
6.1	ABERTURA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO E O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA	44
7	COMGÁS.....	46
7.1	ITEM 3.1.1.2 NT: DIRETRIZES DO MODELO PROPOSTO PARA A ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO.....	46
7.1.1	Agentes Habilitados para o Exercício da Atividade de Comercialização. (Item 3.1.1.2, subitem “ii” 2; pág. 17)	46
7.1.2	Alcance da Atividade de Comercialização. (item 3.1.1.2, subitem “iv”, pág. 17).....	46
7.1.3	Sub-atividades de Medição e Faturamento. (item 3.1.1.2, subitem “vi”, nota derodapé nº 6, pág. 19).....	47
7.1.4	Cronograma de Entrada ao Mercado Livre. (item 3.1.1.2, subitem “vii”, pág. 20).....	47
7.1.5	Manifestação do Usuário para tornar-se livre - Respeito aos Contratos em Curso.(item 3.1.1.2, subitem “vii. págs. 20-22).....	49
7.1.6	Observância da Antecedência Mínima de 2 (dois) Anos em qualquer Hipótese.	51
7.1.7	Direito do Usuário Retornar ao Mercado Regulado. (item 3.1.1.2, subitem “vii”,pág. 22)	52
7.1.8	Concessionária como Fornecedor de Última Instância (item 3.1.1.2, subitem “vii”,pág. 23)	53
7.1.9	Pautas Padrões para a Contratação do Acesso à Rede de Distribuição (item3.1.1.2, subitem “viii”, págs. 23-24).....	54
7.1.10	Flexibilidade contratual nas relações entre Comercializadores e Usuários (item 3.1.1.2, subitem “viii”, pág. 24; item 3.1.1.3, pág. 28).....	55



7.2	ITEM 3.1.1.3 NT: BASE MÍNIMA DE REGULAMENTAÇÃO REQUERIDA PARA A ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO.....	57
7.2.1	Irregularidades e Sanções. (item 3.1.1.3, pág. 27)	57
7.2.2	Obrigações do Comercializador. (item 3.1.1.3, pág. 28).....	57
7.2.3	Regras para Faturamento. (item 3.1.1.3, subitem “c”, pág. 30-31).....	58
7.3	ITEM 3.2.1 NT: CUSTOS OPERACIONAIS E SEPARAÇÃO DE CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	60
7.3.1	Custos Operacionais e Separação de Custos de Comercialização (item 3.2.1 pág. 33, item 1.3 do Anexo V e item 2.1 do Anexo VIII)	60
7.3.2	Etapa 3: Processo de definição do valor de OPEX a ser considerado no cálculo do parâmetro P0 (item 3.2.1, pág. 35)	62
7.4	ITEM 3.2.2 NT: BASE TARIFÁRIA.....	62
7.4.1	Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) (item 3.2.2.1, pág 35).....	62
6.4.2	Avaliação dos CAPEX durante o Segundo Ciclo Tarifário (item 3.2.2.2, pág. 36)	62
7.5	ITEM 3.2.5 NT: METODOLOGIA DO FATOR X	63
7.6	ITEM 3.3 NT: A ESTRUTURA TARIFÁRIA	63
7.6.1	Crerios para a proposta de mudançA (item 3.3.1, pág. 42).....	63
7.6.2	DiscriminaçA das Tarifas por Uso do Sistema de DistribuicA e Encargos Tarifários (item 3.3.2.1).....	64
7.6.3	Tarifas para grandes usuÁrios com alto fator de carga (item 3.3.2.1, pág. 45)	67
7.7	ITEM 3.4 NT: TRATAMENTO DO TERMO DE AJUSTE K DURANTE O TERCEIRO CICLO	67
7.7.1	Tratamento do Termo de ajuste K durante o terceiro ciclo- Resultados e RecomendacAes (item 3.4.2, pág. 47).....	67
7.8	ITEM 3.5 NT: TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO	68
7.9	ITEM 3.8 NT: TAXA DE FISCALIZAÇAÓ.....	69
7.10	DEMAIS CONSIDERAÇÓES - ITENS NÁO CONTEMPLADOS EXPRESSAMENTE NA NOTA TÉCNICA.....	69
7.10.1	Coexistência dos Regimes Livre e Regulado para o mesmo UsuÁrio Livre.	69
7.10.2	Qualidade do GÁs	70
7.10.3	Regras de ProgramaçA e AlocaçA do GÁs - ConsideraçAes Gerais.....	71
7.10.4	ProgramaçA, AlocaçA, MedicaçA e Contingenciamento do GÁs	72
7.10.5	Propostas de Regras de ProgramaçA e AlocaçA do GÁs	74
8	DELTA ECONOMICS & FINANCE.....	79
9	GAS BRASILEIRO GBD.....	79
9.1	FILOSOFIA REGULATÓRIA GERAL	79
9.2	ABERTURA DE MERCADO.....	81
9.2.1	ComentÁrios Gerais	81
9.2.2	Necessidade de arcabouçO legal e regulamentaçA jurÍdica da Abertura	81
9.2.3	Impacto da demanda no cÁlculo das tarifas de comercializaçA	82
9.2.4	CÁlculo da tarifa de comercializaçA	82
9.2.5	RemuneraçA por uso do sistema de distribuicA	83
9.2.6	Desconto na tarifa de distribuicA	83
9.2.7	Pré-aviso.....	84
9.2.8	Consumo mÍnimo para opçA de o consumidor tornar-se livre	87
9.2.9	DefinicaçA do PUI e incremento de sua remuneraçA	87
9.2.10	BalançO fÍsico e comercial de entrega e recepçA de gÁs	88



9.2.11	Qualidade do gás	88
9.2.12	Condição de concorrência na comercialização.....	89
9.2.13	Garantias	90
9.3	CÁLCULO DO P0.....	90
9.4	SEPARAÇÃO DA MARGEM INICIAL EM COMERCIALIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO	91
9.5	EFEITO TAMANHO A SER CONSIDERADO NA TAXA WACC	94
9.6	CÁLCULO DO TERMO DE AJUSTE K.....	95
9.7	CÁLCULO DO FATOR X.....	96
9.7.1	Metodologia para determinar o Fator X	96
9.7.2	Ajuste do TFP pelo volume	97
9.7.3	Índice a aplicar para o cálculo do TFP	97
9.7.4	Dados a utilizar para o cálculo dos Índices.....	98
9.7.5	Índice dos produtos	98
9.7.6	Ponderadores dos produtos	98
9.7.7	Índice dos insumos.....	100
9.7.8	Ponderadores dos insumos.....	100
9.7.9	Benchmarking	100
9.8	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	100
9.8.1	Princípio de Estabilidade.....	100
9.8.2	Alocação de Custos.....	100
9.8.3	Encargo de Capacidade	101
9.9	MONITORAMENTO DOS INVESTIMENTOS PROGRAMADOS.....	102
9.10	CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS	102
10	GÁS NATURAL SAO PAULO SUL.....	103
10.1	FILOSOFIA REGULATÓRIA GERAL	103
10.2	ABERTURA DE MERCADO.....	105
10.3	CÁLCULO DO P0.....	109
10.4	CÁLCULO DEL P0 POR ACTIVIDADE.....	111
10.5	CÁLCULO DO TERMO DE AJUSTE K.....	114
10.6	CÁLCULO DO FATOR X.....	115
10.7	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	119
10.8	MONITORAMENTO DOS INVESTIMENTOS PROGRAMADOS.....	121
10.9	DESCONTO	121
11	TEMPO GIUSTO.....	122
12	APRESENTAÇÕES.....	125
12.1	ABEGÁS	125
12.2	ABGNV	126
12.3	ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS AGENTES COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA.....	128
12.4	BRASKEM.....	129
12.5	PASSOS, SOUZA E SILVA – ADVOGADOS ASSOCIADOS	131



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

12.6	SIESP – SINDICATO DO INDUSTRIA DA ENERGIA DO ESTADO NO SAO PAULO	134
12.7	VOTORANTIM	135
13	ANEXO - RESPOSTAS ÀS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS SOBRE O FATOR X	139
1.	INTRODUÇÃO	139
2.	COMGAS	139
3.	DELTA	140
4.	GAS BRASILIANO E GÁS NATURAL SPS.....	142
5.	ABIVIDRO	144
6.	ABRACE	145
7.	SIESP	146



APRESENTAÇÃO

No marco do processo estabelecido pelas Deliberações ARSESP nº 039 e nº 044 de 2009 para a definição da metodologia a ser utilizada no processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de gás canalizado são apresentadas a seguir as respostas da ARSESP às contribuições e apresentações recebidas de interessados no processo sobre a proposta da Metodologia Detalhada a ser aplicada no Terceiro Ciclo tarifário das Concessionárias -Nota Técnica N° RTM/02/2009 (Audiência Pública nº 001/2009).

As respostas estão organizadas em um único documento. Cada capítulo identifica um participante do processo e suas contribuições. A ordem dos capítulos se encontra em ordem alfabética segundo o nome do apresentador das contribuições. As respostas sobre contribuições referentes ao Fator X estão contidos em anexo.

1 ABIQUIM - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA

Comentário Geral: Os comentários apresentados compreendem simultaneamente as questões apresentadas pela ABIQUIM na contribuição e apresentação na audiência pública.

1.1 COMENTÁRIOS DE ORDEM GERAL

Inicialmente, serão feitos os comentários de ordem geral sobre a metodologia aplicada, o contexto regulatório, o acordo firmado em 25 de novembro de 2008, na sede do Ministério de Minas e Energia, do qual são signatárias as associações ABRACE, ABIVIDRO, ABIQUIM, ABIAPE, ABEGAS e ABAR, o Ministério de Minas e Energia, o IBP, a Petrobras, a ANP, a ARSESP e o Fórum Nacional de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, que resultou na promulgação, hoje, pelo Presidente da República da Lei nº. 11.909.

Foi constatado que, em função do atraso verificado pela necessidade de que a ARSESP retomasse o processo pela imposição de efetuar licitação para contratação da consultoria, a referida nota técnica deve ter sido escrita em curto prazo de tempo, o que impediu uma revisão mais criteriosa, visto que em algumas situações aparecem informações conflitantes ou de difícil compreensão. Este atraso na publicação da metodologia gerou a necessidade de um cronograma de atividades e de audiências públicas muito apertado, deixando muito pouco tempo para que os agentes envolvidos pudessem analisar com mais detalhe a documentação, como ocorreu na revisão anterior.

No entendimento da associação, o processo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de Gás natural do Estado de São Paulo, por estar sendo iniciado após a aprovação da Lei nº. 11.909, não pode deixar de contemplar o que nela foi estabelecido. Mais do que a Lei do Gás, o processo deve contemplar o acordo mencionado acima, firmado no dia 25 de novembro de 2008, notadamente no tocante ao tratamento a ser dado para os custos de atendimento aos consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, do qual a ABAR e a ARSESP são signatárias.

Caberia também à ARSESP garantir a parte do acordo em que “cabe à Distribuidora a movimentação de gás natural para o consumidor livre, auto-produtor e ao auto-importador - respeitada a razoabilidade de prazos, custos de operação e manutenção e investimentos por parte das distribuidoras, recebendo uma tarifa específica pelos respectivos serviços prestados nessa área. Para casos onde não há investimento algum pela distribuidora, e, portanto o investimento é feito pelo consumidor livre, autoprodutor ou auto-importador, a tarifa específica citada deverá contemplar apenas os custos de operação e manutenção” e o



artigo 46 da Lei nº. 11.909, principalmente o seu parágrafo segundo. Cabe lembrar que nos termos do modelo institucional adotado, cabe à ARSESP o estabelecimento dos custos pertinentes aos serviços de distribuição, logo não haverá empecilho para implantar o acordo da Lei nº. 11.909.

É de se ressaltar também que a metodologia proposta na nota técnica não contempla as figuras de autoprodutores e auto-importadores criadas na Lei nº. 11.909.

Além dos comentários acima, a respeito da Lei do Gás a ABIQUIM entende ser necessário que a ARSESP apresente de forma transparente a memória de cálculo das tarifas e/ou margens máximas para cada segmento considerado, bem como da receita auferida se cumprido o plano de negócios que serviu de base para o estabelecimento da margem média PO, de forma a permitir a sua reprodução por parte dos demais agentes, para efeito de auditoria dos valores utilizados e de previsão orçamentária a que cada consumidor anualmente está submetido.

A ABIQUIM sugere também que a ARSESP crie mecanismo que promovam a transparência da conta gráfica a ser compensada, publicando na resolução que estabelece as tarifas de cada concessionária, qual o preço médio do mix de gás natural que foi utilizado para o cálculo da margem máxima do ano em questão e que, mensalmente, publique o preço médio de aquisição do gás natural pelas concessionárias, além da evolução da referida conta gráfica.

Como contribuição final, de ordem geral, a transformação da Margem Máxima para as margens específicas para cada segmento de consumo não deve incluir subsídios cruzados, devendo cobrir apenas os custos de atendimento do segmento.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

Comentário 3: Não se trata de assunto discutido na Nota Técnica senão sobre os detalhes e custos da Margem Máxima. Concordamos, entretanto, que as Margem Máximas devem ser estabelecidas para cada segmento, evitando subsídios cruzados, devendo cobrir apenas os custos para a prestação do serviços a cada segmento.



1.2 FATOR K

Para o terceiro ciclo, o critério de aplicação do fator K foi modificado e o mesmo será aplicado em todos os anos a fim de corrigir a margem em razão dos valores realizados no ano anterior. Verificar se há previsão legal para a adoção desse critério. O conteúdo da nota técnica não deixa claro como será a aplicação do fator K no terceiro ciclo, visto que a previsão legal é de que, neste ciclo, o reajuste da margem pelo fator K somente poderia ser no sentido de reduzi-las, entretanto, há a previsão de que no primeiro ano será aplicado um valor positivo. Além disso, no nosso entendimento a alteração da metodologia de cálculo do fator K não possui base legal e, portanto, não poderia ser incluída no processo de revisão tarifária.

Comentário 1: A previsão legal para aplicação do Fator de Ajuste K está nos Contratos de Concessão. Quanto à aplicação no primeiro ano do Terceiro Ciclo de ajuste positivo, esclarecemos que eventual ajuste positivo se justifica em razão de a aplicação referir-se à ajuste do último ano do Ciclo anterior, conforme previsto nos Contratos de Concessão.

1.3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA

Mantendo a consistência com os argumentos apresentados no processo de revisão tarifária anterior, quando a ABIQUIM participou em conjunto com a ABRACE e ABIVIDRO, não concordamos que o valor pago pela concessão no processo de privatização da Comgás, com ágio de 119%, atualizado monetariamente até a data da revisão e pelas depreciações e novos investimentos seja utilizado como a base de remuneração regulatória líquida para o cálculo da margem máxima. Este valor, inicialmente muito alto e com as correções pelo IGPM acumulado de quinze anos, torna-se um valor sem aderência à realidade. A ARCESP poderia contemplar a utilização de outros métodos para o cálculo do custo de reposição pelo valor de mercado, refletindo o investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado e que necessita da remuneração por parte do consumidor.

Comentário 1: A metodologia proposta na Nota Técnica nº RTM/02/2009/ARSESP para a determinação da base de remuneração regulatória líquida do próximo ciclo (3º CRT) considerará base tarifária do ciclo anterior (2º CRT), atualizada pelo IGP-M e consideradas as adições e baixas regulatórias necessárias e aplicada a depreciação. Esclareça-se que a base tarifária do ciclo anterior (2º CRT) teve como parâmetros o valor econômico mínimo e a margem máxima estabelecida à época da privatização (vide neste sentido, as Notas Técnicas nº 01/2003 e 03/2004). A ARSESP entende que metodologia ora proposta é aderente ao regime tarifário dos serviços, refletido no Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Gás Canalizado (Cláusula Décima Terceira, em especial Primeira e Oitava Subcláusulas).

Comentário 2: Quanto à sugestão de a ARSESP utilizar outra metodologia, entendemos que não se faz necessária a mudança de metodologia.

1.4 CONTRATOS REGULADOS

A ARSESP deveria prever dispositivos que evitassem que as concessionárias repassem, pura e simplesmente, as cláusulas de penalidades de seus contratos de compra com a Petrobras para os consumidores regulados, que oneram o consumidor e geram uma receita extra para a concessionária, na medida em que estas diluem os efeitos de variação individual de consumo ao atuarem com um colchão amortecedor.

Comentário 1: A proposta de a ARSESP prever dispositivos que evitem sejam simplesmente repassadas as cláusulas de penalidades dos contratos de suprimentos das concessionárias aos de fornecimento junto aos usuários, onerando estes e gerando uma receita extra à concessionária, na medida em que podem ocorrer colchões amortecedores às penalidades que possam incorrer as concessionárias junto a seus supridores, temos a informar, antes de tudo, que as penalidades são mecanismos, estabelecidos entre as partes, com a finalidade de manutenção do equilíbrio do sistema



de contratos – suprimento x fornecimento. Esclarecemos ainda que a ARSESP estará sempre acompanhando o comportamento dos Agentes no que se refere à aplicação de penalidades no sentido de não comprometimento do sistema contratual.

1.5 ABERTURA DO MERCADO

Para atender ao consumidor livre, a concessionária terá que abrir uma comercializadora afiliada, com contabilidade separada, e, inclusive, não poderá contar com funcionários comuns na sua administração, nem permitir informação privilegiada com a concessionária. A ABIQUIM apóia a determinação da desverticalização da atividade de comercialização, no entanto, há a necessidade de se exigir a adoção de critérios de fiscalização e acompanhamento da abertura do mercado, inclusive com a previsão de regras pertinente às participações cruzadas, a fim de evitar a dominação de mercado.

No entendimento da ABIQUIM, há a necessidade da manutenção da prerrogativa do consumidor optar pelo mercado livre ou regulado, na medida em que a tarifa teto para o consumidor potencialmente livre será mantida apenas até que haja concorrência substancial.

A proposta da ARSESP para consumidor livre na área atendida pela Comgás, e que será aberta a partir de 31 de maio de 2011, não deve restringir o volume liberado anualmente para o mercado livre, visto que esta prática poderá proporcionar uma disputa por este mercado, criando, na verdade, uma concorrência entre consumidores e não entre fornecedores. A liberação para o mercado livre não poderá ser utilizada como argumento de desequilíbrio das concessionárias na medida em que a abertura já estava prevista desde a publicação dos editais de privatização.

A demora na publicação da metodologia de migração dos consumidores para o mercado livre acabou por aumentar, indiretamente, o prazo para a liberação do mercado, visto que em 31 de maio de 2009 nenhum consumidor estará em condições de denunciar o contrato sem o prévio conhecimento das regras que lhe serão aplicadas, como também sem conhecer os potenciais futuros supridores de gás natural. A ARSESP deveria criar mecanismo para que estes consumidores pudessem efetivamente usufruir do mercado livre a partir de 2011. Acrescenta-se que, da forma como está, não é possível entender o texto que define o estabelecimento de garantias para o consumidor livre.

Em caso de desistência de migração e/ou regresso por término do contrato ou por decisão do consumidor livre, este deverá contratar o suprimento de gás natural junto à concessionária por, pelo menos, dois anos, porém não está claro como será o tratamento a este consumidor após os dois primeiros anos, nem após o término do contrato. Durante a vigência deste contrato, não está definida na metodologia a competência e responsabilidade de como e qual tarifa deverá ser aplicada.

É necessária a criação de metodologia de eventual repasse de custos aos usuários livres no caso de a concessionária figurar como fornecedor de última instância, respeitando-se inclusive as determinações relativas ao contingenciamento, editadas pelos governos Federal e Estadual.

O atual dispositivo que pretende regular o corte de fornecimento aos consumidores livres inadimplentes com seu supridor de gás natural deve ser adaptado a fim de contemplar as situações em que mais de um fornecedor estejam dividindo o suprimento a um único consumidor.

Comentário 1: Sobre a afirmação de que a prerrogativa do consumidor optar pelo mercado livre ou regulado, na medida em que a tarifa teto para consumidor potencialmente livre será mantida apenas até que haja concorrência substancial, esclarecemos que o entendimento está incorreto, na medida em que as tarifas do mercado regulado e do não regulado serão sempre estabelecidas, controladas e fiscalizadas pela ARSESP. No mercado livre, o usuário livre busca junto a comercializadores melhores condições no preço do gás e do transporte.



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

Comentário 2 Sobre a afirmativa de que não deve ser restringido o volume liberado anualmente para o mercado livre, visto que esta prática poderá proporcionar uma disputa por este mercado, criando uma concorrência entre consumidores e não entre fornecedores, esclarecemos que a liberação será de 30% que é o que o setor elétrico levou cerca de 13 anos para atingir. Ademais, será acompanhado o desenvolvimento do Mercado Livre neste próximo Ciclo Tarifário, podendo ser alterado, se assim se mostrar necessário, na próxima Revisão Tarifária.

Esclarecemos que ainda que abertura esteja prevista desde as datas das assinaturas dos Contratos de Concessão, impõe que seja implantado escalonamento em razão das necessidades de compatibilizar o fluxo dos contatos de suprimento “visà-vis” os de suprimentos, bem como para que se possa realizar acompanhamento e eventuais ajustes que se façam necessários.

Tampouco assiste razão à afirmativa de que em 31 de maio de 2009 nenhum consumidor estará em condições de anunciar o desejo de tornar-se livre em face do desconhecimento de regras, na medida em que a partir desta data, 18 de março de 2009, os princípios básicos da abertura estão sendo fixados. Regulamentações posteriores não alterarão estas regras mas antes disciplinarão a sua aplicação.

No que concerne à observação de que não possível entender o texto que define o estabelecimento de garantias para o consumidor livre, esclarecemos que a exigência de garantias no mercado regulado observa a disciplina aplicável a todos os usuários, sejam estes livres ou não. Quanto à comercialização, a exigência de garantias ou não nos contratos entre usuário livre e comercializador é condição negociável entre as partes.

Comentário 3: Em caso de desistência de migração e/ou regresso por término de contrato, esclarecemos, esta Agência entende que, no prazo mínimo de dois anos (ou um ano, como definido na Nota Técnica) o usuário tem a possibilidade de encontrar novas alternativas de fornecimento, com outros Comercializadores ou com a própria Concessionária. Observa-se que o usuário não fica desprotegido. Finalmente, o grau de fidelização é importante em mercados que iniciam sua liberação procurando por esta via a redução de taxas elevadas de migração que incrementariam os custos de fornecimento tanto para Comercialização como para o atendimento dos usuários regulados pela Concessionária.

Considera-se que é matéria contratual que não é necessário regulamentar na Nota Técnica.

Comentário 4 Sobre à afirmação de que é necessária a criação de metodologia de eventual repasse de custos aos usuários livres no caso de a concessionária figurar como fornecedor de última instância, respeitando-se inclusive as determinações relativas ao contingenciamento, editadas pelos Governos Federal e Estadual, esclarecemos que na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.

Comentário 5: Sobre a afirmação de que o atual dispositivo que pretende regular o corte de fornecimento aos consumidores livres inadimplentes com seu supridor de gás natural deve ser adaptado a fim de contemplar as situações em que mais de um fornecedor estejam dividindo o suprimento a um único consumidor, esclarecemos que aos casos de inadimplência estão previstas as interrupções, ainda que seja inadimplência parcial, nos termos que dispõem ou disporá a disciplina aplicável ao caso.

1.6 MEDIÇÃO E FATURAMENTO

Os serviços de medição de gás natural deverão permanecer sob a responsabilidade da concessionária de distribuição, porém o repasse das informações aos comercializadores não pode gerar custos adicionais aos consumidores.



A ARSESP deveria excluir dos objetos de transferência de Informações entre a distribuidora e comercializadora os “outros encargos a faturar”, na medida em que quaisquer encargos devem ser instituídos por Lei, que lhes atribuirá a responsabilidade e competência para o recolhimento

Comentário 1: Sobre as informações repassadas para fim de faturamento, estes são dados de pleno conhecimento dos Agentes, portanto, não trarão qualquer ônus adicional, evitando custos para obtenção destas informações ou de medições paralelas.

Também concordamos que quaisquer encargos devem ser instituídos por Lei, que lhes atribuirá a responsabilidade e competência para o recolhimento. O que é mencionado na Nota Técnica refere-se tão somente a informações necessárias a cada um dos Agentes à emissão das respectivas faturas ou outro documento pertinente.

1.7 TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Não estão claros na metodologia quais os componentes que deverão integrar as tarifas de uso do sistema de distribuição.

Comentário 1: Sobre a dúvida de quais são os componentes que deverão integrar as tarifas de uso do sistema de distribuição, esclarecemos que constam do Anexo X e XI de pedido de informações da nota técnica, sendo que serão devidamente analisadas as planilhas enviadas pelas concessionárias.

1.8 TARIFA DIFERENCIADA POR FATOR DE CARGA

Está sendo criada uma tarifa reduzida para consumidores de grande porte (mais de 500.000 m3/mês) e alto fator de carga e será implantada estrutura tarifária trinômia na próxima revisão, no entanto, a nota técnica não esclarece nem define a metodologia que será aplicada para o estabelecimento do nível de corte entre as duas categorias, entretanto, a definição usada para fator de carga como sendo a relação entre o consumo médio anual e o consumo máximo diário vai premiar o enquadramento dos consumidores menos eficientes do que se fosse considerada a relação entre os consumos horários. A sugestão é a de que este critério seja revisto.

Comentário 1: Quanto ao item 1.8, que traz dúvidas sobre a tarifa reduzida para consumidores de grande porte e a metodologia que será aplicada para o estabelecimento da estrutura tarifária trinômia na próxima revisão, propondo revisão do critério, a Agência utilizará informações diárias de consumo associada à cada tipo de usuário para a determinação do fator de carga.

Este formato considera a factibilidade da implantação em curto prazo.

Comentário 2: A informação horária será solicitada para a conformação de um banco de dados para a implantação futura do encargo de capacidade.

1.9 MODICIDADE TARIFÁRIA

A proposta da ARSESP contempla a utilização de apenas 2% da receita bruta das outras atividades para a modicidade tarifária, o que na opinião da ABIQUIM é muito pouco. A sugestão é a de que sejam considerados 100% das receitas com atividades incorporadas ao serviço de distribuição de gás e 20% para as atividades independentes.

Comentário 1: Sobre o item 1.9, Modicidade Tarifária, que na opinião da ABIQUIM a utilização de apenas 2% da receita bruta das outras atividades para a modicidade tarifária é muito pouco, sugerido que seja 100% e 20%, respectivamente, para as atividades correlatas e acessórias, esclarecemos, antes de tudo, que estas atividades atualmente são praticamente inexistentes. De outro lado, verifica-se que o estabelecimento de valores mais elevados poderão inibir o exercício de tais atividades, que, em rigor, contribuem para melhor atendimento aos usuários.



1.10 SEGMENTO MATÉRIA PRIMA

A ABIQUIM verifica que concessionárias de distribuição de outros estados, como o Espírito Santo, por exemplo, possuem margens de distribuição muito menores que as atualmente praticadas no Estado de São Paulo, que foi o precursor da implantação deste segmento, e, nesse sentido, vem solicitar junto à ARSESP uma análise mais crítica para a determinação das tarifas para este segmento no próximo ciclo tarifário.

Comentário 1: Quanto ao item 1.10 da contribuição, que trata do Segmento de Matéria Prima, no qual a ABIQUIM informa que em outros Estados, por exemplo, Espírito Santo, as margens de distribuição para o citado segmento são muitos menores que as atualmente praticadas no Estado de São Paulo, que foi o precursor da implantação deste Segmento, solicitando seja utilizada uma análise mais crítica para estas margens máximas para este Ciclo Tarifário, esclarecemos que, antes de tudo, trata-se sempre de tarifa-teto. Informamos que a estrutura tarifária será objeto da próxima fase da Audiência Pública.

2 ABIVIDRO – ASSOCIAÇÃO TÉCNICA BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS AUTOMÁTICAS DE VIDRO

Comentário Geral: Os comentários apresentados compreendem simultaneamente as questões apresentadas pela ABIVIDRO na contribuição e apresentação na audiência pública.

2.1 ABERTURA DO MERCADO DE GÁS

2.1.1 Restrições Propriedades Cruzadas

Preliminarmente é de se registrar que a ABIVIDRO recebe com satisfação e cautela a determinação relativa à desverticalização da atividade de comercialização, como proposta na Nota Técnica RTM/02/2009.

Satisfação na medida em que somente a segmentação legal da atividade de comercialização poderá resguardar a necessária transparência das operações a serem levadas a efeito pelas Comercializadoras vinculadas, de qualquer modo, as distribuidoras, permitindo a exata determinação dos custos e ganhos com a compra e venda de gás natural.

Cautela porque a ausência de regulação das condições relativas a participação acionária poderá revelar-se prejudicial ao mercado e conseqüentemente a concorrência, com a condição de eliminar os potenciais benefícios almejados em último pela própria abertura do segmento de comercialização.

Assim é que, concordando com a necessidade de avaliação do tema, a ABIVIDRO entende que, ao contrario do previsto na Nota Técnica, a ARSESP deveria disciplinar as questões societárias pertinentes a desverticalização da atividade de comercialização e distribuição, estabelecendo, nesta oportunidade de regulação, os critérios e condições necessárias a preservação da competitividade.

Comentário 1: O entendimento da Agência é que a separação legal e operativa segundo o item 3.1.1.3 subitem 6 “Exigências e Restrições” fornece a suficiente garantia para uma conduta pró-competitiva no início do processo de abertura.

2.1.2 Restrições ao tamanho do Mercado Livre

A prevista abertura do mercado em 2011 impõe, para a garantia e manutenção do atendimento dos mercados regulado e livre, a determinação de requisitos e prazos para a liberação dos usuários. A cargo da ARSESP, a liberação, como proposta na referida Nota Técnica, acabou



por fixar restrições ao tamanho do Mercado Livre em comparação com o mercado regulado, o que não é justificável sob o ponto de vista jurídico e também econômico.

Desta feita, a ABIVIDRO propõe a revisão dos critérios adotados para a liberação do mercado e, com vistas a ampliar as oportunidades de acesso dos usuários ao mercado livre, propõe o estabelecimento de um cronograma de liberação gradual.

Comentário 1: Esta Agência analisou as experiências internacionais e a composição do mercado quanto ao número de usuários e volumes, assim como dos Contratos de Fornecimento das Concessionárias. Baseado nesta análise é razoável limitar o volume de abertura ao Mercado Livre, sendo aquele o qual a Concessionária tem capacidade de desconectar. Também, estabeleceu o patamar do porte do usuário no valor de 300.000 m³/mês o que permitirá dinamizar o Mercado Livre durante este Terceiro Ciclo.

Em consequência não há necessidade de implantar um cronograma de maior liberação gradual para este estágio do processo.

2.1.3 Condições para a migração

Ainda com respeito às condições para a migração, seguindo as disposições estabelecidas no contrato de concessão, ficou consagrada a necessidade de denúncia dos contratos de fornecimento vigentes com anterioridade de dois anos da data prevista para a abertura do mercado. No entanto, a vista dos trabalhos de regulação, referido prazo se tomou excessivamente extenso. Na época da necessária manifestação do usuário para sua migração efetiva para o mercado livre a partir de maio de 2011, ou seja, em maio de 2009, as condições de acesso ao mercado livre serão muito recentes, bem como ainda serão conhecidos os novos agentes Comercializadores que poderão fomentar a competição do mercado de gás no Estado de São Paulo.

Não bastasse, o regramento aplicável para o terceiro ciclo tarifário da COMGÁS será editado concomitantemente com o curso do prazo da denúncia, impedindo que o usuário se valha dos referidos dados para a avaliação de seus custos.

Comentário 1: O prazo considerado para o pré-aviso é aquele estabelecido nos Contratos de Concessão.

2.1.4 Prazo da denúncia

Logo se faz urgente, ou a revisão do prazo da denúncia, a demandar a alteração do comando expresso nas Condições Gerais de Fornecimento e nos contratos de concessão, ou o estabelecimento de regra que possibilite a confirmação ou não da denúncia, com a previsão de consequências razoáveis que venham a garantir a estabilidade do atendimento do usuário e do mercado regulado, resguardando, assim, tanto os usuários como o distribuidor.

De acordo com a Nota Técnica. Na hipótese de o usuário desistir de migrar para o mercado livre depois de formalizada a denúncia, a concessionária de distribuição responsável por seu fornecimento terá a obrigação de mantê-lo atendido pelo prazo de dois anos. Idêntico prazo a proposto para o caso de retomo do usuário livre para o mercado regulado

Sendo razoável supor-se a fixação de prazo para a migração, não nos parece justificável o estabelecimento de período mínimo para a garantia do suprimento do usuário livre deserto pela distribuidora. Nesse aspecto, aliás, indaga-se a essa ARSEP: decorridos dois anos, o que acontece com o usuário? Respectivo entendimento, portanto, merece revisão e esclarecimentos, principalmente quando manifestado o entendimento dessa Agência no sentido de que a medida pretende a instituição de um "alto grau de fidelização do cliente"

Comentário 1: Esta Agência entende que, no prazo mínimo de dois anos (ou um ano, como definido na Nota Técnica) o usuário tem a possibilidade de encontrar novas alternativas de fornecimento, com outros Comercializadores ou com a própria Concessionária. Observa-se que o usuário não fica desprotegido. Finalmente, o grau de



fidelização é importante em mercados que iniciam sua liberação procurando por esta via a redução de taxas elevadas de migração que incrementariam os custos de fornecimento tanto para Comercialização como para o atendimento dos usuários regulados pela Concessionária.

Considera-se que é matéria contratual que não é necessário regulamentar na Nota Técnica.

2.1.5 Usuário Desistente

Com relação ao tema, ainda, ficou estabelecido na Nota técnica que ao usuário desistente do mercado livre será aplicada uma tarifa de gás que, alternativamente, decorra do (a) "preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado - ou (b) "preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado", devendo prevalecer à fixação de tarifa cujo preço do gás encontra-se incluído no segmento tarifário do respectivo usuário sempre que haja comprovada disponibilidade pela Distribuidora que não haver comprometimento do atendimento da expansão do mercado regulado.

Considerando que a fixação de uma metodologia para o repasse do preço do gás para o usuário desistente do mercado livre a medida de bom senso para o equilíbrio do mercado regulado, tendo em vista que a distribuidora local poderá verificar-se descontratada para o seu pontal atendimento, não restou claro no regramento proposto a definição das competências e metodologias aplicáveis a hipótese.

Comentário 1: Esta autoridade têm competência com base no Artigo 23 parágrafo 1º do Decreto 43.889.

A ARSESP aprovará os procedimentos de repasse de forma transparente, na ocasião da sua aplicação resguardando os direitos e obrigações das partes.

2.1.6 Fornecedor de última instância

Tendo em vista as condições previstas para o papel da distribuidora como fornecedor de última instância, podemos identificar duas diferentes situações, sendo ambas, alvos de questionamento nesta oportunidade.

Numa situação de fornecimento estável, fica subentendida a possibilidade de o suprimento vir a ser atendido pela distribuidora local acaso o Comercializador se tome inadimplente perante o usuário livre. Tal medida, ainda que a proposta venha a ser salutar no interesse desse usuário, não pode ser aceita independentemente da criteriosa definição da metodologia aplicável ao possível repasse dos custos incorridos pela distribuidora com o respectivo atendimento excepcional.

Noutra hipótese, quando o fornecimento estiver submetido a contingenciamento, remete-se o fornecimento livre ao regramento da distribuidora local. Considerando que o contingenciamento, como instituído na Lei do Gás NR. 11.909/09 deveria ser objeto de planejamento setorial quando a medida envolver as atividades sob a égide do governo federal, e tendo em conta a necessidade da divulgação das regras de contingenciamento estatuídas no âmbito do Estado de São Paulo para o atendimento de situações emergenciais internas, a simples previsão de transferência de custos aos usuários sem a mínima identificação de critérios toma-se inaceitável.

Mister se faz, portanto, a melhor explanação das condições aplicáveis ao atendimento do usuário livre em situação de contingenciamento, abrangendo, não só o regramento previsto na lei do Gás, mas, também, com igual relevância, as disposições estabelecidas no âmbito do estado de São Paulo para o atendimento em caráter emergencial ou excepcional.

Ao examinarmos as propostas para o tratamento do sistema de medição e faturamento dos usuários livres, verificamos a imposição de regras que merecem melhor avaliação por parte da ARSESP.



Comentário 1: Na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.

2.1.7 Medição

No momento da abertura do mercado, os serviços de medição de consumo serão deixados a cargo da distribuidora a vista de seu "know-how". Quando, no entendimento do órgão regulador, o mercado livre estiver estabelecido, a tarefa da medição poderá ser delegada ao Comercializador ou a terceiros agentes especialmente constituídos para essa finalidade, visando à concorrência do mercado.

Tendo em vista que as informações relativas à medição a de fundamental importância tanto para o Comercializador como para os usuários livres, a disciplina afeta ao compartilhamento de dados de medição, no entender da ABIVIDRO, deve ser melhor estabelecida para permitir sua confiabilidade e mitigar a instalação de equipamentos paralelos de fiscalização e controle que, sem dúvida, acabarão por onerar o mercado livre.

Comentário 1 Segundo o estabelecido no item 3.1.1.3 subitem d) da Nota Técnica a Distribuidora deverá fornecer informações necessárias a Comercializadora, para a realização do serviço. Mantendo a medição sob responsabilidade da Distribuidora, evitam-se incrementos desnecessários dos custos. Não se verifica nesta situação uma possível deterioração da confiabilidade da informação.

2.1.8 Compartilhamento de informações de consumo

No que respeita ao compartilhamento de informações de consumo, chamamos a atenção dessa Agência com relação aos critérios exigidos para o faturamento do usuário livre, sob dois prismas.

O primeiro a vista dos requisitos estabelecidos como indispensáveis na apresentação da fatura. Tais dados, por certo, estão apropriados a prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, mas excessivamente detalhado para a atividade de comercialização de gás por agentes vendedores.

De outro modo, no rol das informações a serem transmitidas aos Comercializadores com relação ao consumo (dados de medição), incluiu-se a possibilidade da indicação de "outros encargos a faturar". Ora, na relação de compra e venda de gás não deve haver a incidência de qualquer encargo, sendo inaplicável o conceito. Acaso venham a ser estabelecidos encargos sobre a atividade de comercialização, haverá, igualmente, de ser estabelecida a responsabilidade e destinação dos valores incorridos em legislação específica, sendo esta inexistente no momento.

Também no rol do regramento afeto ao faturamento, esta prevista a possibilidade de o Comercializador solicitar da distribuidora local o corte do fornecimento no caso de inadimplemento do usuário final.

Comentário 1: Não é intenção desta Agência estabelecer procedimentos burocráticos, mas propor requerimentos de informação para que as faturas sejam transparentes quanto às operações realizadas. Portanto é necessária sua correspondência com os conteúdos dos Contratos.

Os "Outros encargos" considerados na fatura não são uma imposição, se aplicarão se for o caso.

2.1.9 Interrupção do Fornecimento

Nesse aspecto, a de se manifestar a preocupação da ABIVIDRO com a aplicação da disciplina prevista na hipótese de pluralidade de fornecedores, uma vez que o modelo admite, inclusive, o atendimento das necessidades de consumo do usuário, no todo ou em parte, pelo mercado livre, por um ou mais agentes Comercializadores.



A interrupção integral do fornecimento, sem a adoção de medidas que contemplem somente o volume de gás inadimplido, poderá levar a matéria à discussão judicial, o que, por certo, poderá comprometer a eficiência da medida.

Sendo conveniente e necessário o estabelecimento de mecanismos eficazes para o resguardo dos Comercializadores em face da inadimplência dos usuários livres, a ABIVIDRO aguarda dessa ARSESP uma melhor análise da matéria, prevendo a possibilidade de instituição de instrumentos alternativos de mitigação da falta de pagamento.

Comentário 1: Sem prejuízo de uma regulamentação mais detalhada esta Agência entende que é necessário um tratamento isonômico dos fornecedores de gás com o objetivo de evitar comportamento que prejudique a integridade do funcionamento do sistema e distribuição.

2.1.10 Registro de contratos de comercialização

Com vistas a desburocratizar a fiscalização da atividade de comercialização, a ABIVIDRO, igualmente, chama a atenção dessa ARSESP com relação às exigências pertinentes ao registro e apresentação dos contratos de comercialização, cujas regras poderão vir a onerar o usuário livre para sua operacionalização .

E de se ter presente que a exigência de manutenção dos contratos por certo período de tempo, por si só, já é suficiente para a fiscalização da atividade, sendo dispensável a apresentação física dos contratos de comercialização para simples conferência ou registro da legitimidade da negociação

Vale nesse aspecto, consignar que a ABIVIDRO compartilha do entendimento subentendido pela medida da necessidade de instituição de mecanismos de controle das operações levadas a efeito pelas Comercializadoras vinculadas às concessionárias distribuidoras no intuito de proteger o mercado regulado, evitando-se a transposição de perdas ou ganhos entre os acionistas. Todavia, outros mecanismos de fiscalização podem ser adotados sem que venham a onerar o mercado livre

Comentário 1: A apresentação dos contratos de comercialização por parte do Comercializador e não dos usuários facilitará o controle e a qualidade da fiscalização por parte da Agência.

Esta tarefa não irá onerar o usuário livre.

2.1.11 Lei do Gás

De especial relevância para o tema, a ABIVIDRO, como signatária do acordo que culminou com a previsão das figuras do consumidor livre, do autoprodutor e auto-importador de gás natural no âmbito da Lei do Gás, requer o estabelecimento de regras para as hipóteses de esses consumidores e agentes setoriais virem a dispor da movimentação de gás natural através de gasodutos de distribuição, mediante remuneração dos custos de operação, manutenção e investimentos individualmente calculados.

Verifica-se da Nota Técnica que as especificidades pertinentes as hipóteses de instalação de gasodutos para o atendimento de consumidores livres, autoprodutores e auto-importadores, seja por conta da distribuidora ou a conta e risco desses empreendedores, nos termos da Lei do Gás, não foi objeto de tratamento, a merecer indispensável cuidado nesta oportunidade de regulação.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.



Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

2.2 METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA

2.2.1 Base de Remuneração vigente

Nesta oportunidade da Terceira Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo que antecipa importantes inovações liberalizantes e o claro intuito de modernização de critérios e métodos para o cálculo das tarifas. A percepção e solução de um grave desbalanceamento na aferição da Base de Remuneração vigente deste o primeiro ciclo tarifário é mandatória.

Eis que a base de remuneração para o cálculo de margens máximas deve garantir a Concessionária e a seus acionistas taxas de retomo balizadas para satisfazer remuneração razoável aos esforços administrativos e riscos atrelados a prestação de serviços públicos concedidos, não mais nem menos. Exageros na delimitação da base de remuneração implicam diretamente benefícios indevidos aos acionistas das Concessionárias e prejuízos, da mesma magnitude aos consumidores domésticos de gás. A base de remuneração, desta via, não pode aparecer inflada por distorções contábeis ou formais, devendo ser definida em respeito aos termos contratuais e aos ditames de ordem pública que os referenciam.

Ora, é sabido que por ocasião do leilão de privatização das Concessionárias de Gás no Estado de São Paulo, ocorrido em 1999, o lance vencedor na aquisição da COMGÁS superou em cerca de 119 % do valor mínimo de hasta fixado pelo Poder Concedente. Das mãos das adquirentes, definiu-se um valor a maior para a aquisição dos ativos COMGÁS, discrepante da avaliação econômico-financeiro que fixou o valor mínimo de venda que, por razoável, deveria ser o parâmetro para a fixação do valor dos ativos, no entendimento do Poder Concedente, a época do leilão. De forma incongruente, entretanto, não foi o valor dos ativos fixado pelo Estado de São Paulo aquele usado para dimensionar a base de ativos a serem remunerados pela margem máxima nos ciclos tarifários subseqüentes, mas o valor determinado pelos acionistas que a época venceram o certame.

Há excesso, e significativo, na utilização da base de referência determinada por ocasião da privatização, que se reproduziu, corrigido pelo IGPM, no segundo ciclo tarifário e agora tende a se repetir, caso aceite a metodologia de calculo proposta nesta terceira revisão.



Benefícios indevidos e de grande expressão injustificadamente transferidos dos consumidores paulistas de gás canalizado, como a o exemplo da COMGÁS, demonstra que os acionistas da British Gás (BG) e do Grupo Shell, conseguiram aplicar o valor em excesso pago na privatização em terras brasileiras a taxas de retomo elevadas sem respaldo na remuneração pelos serviços e investimentos aqui efetivamente realizados.

Propõe, portanto, a ABIVIDRO, que se realizem ajustes na base remuneratória ou, pelo menos, nas taxas de remuneração específicas aos valores que excedam ao prego mínimo de hasta, para evitar a indevida e excessiva transferência de recursos para os acionistas, no caso da COMGÁS, em detrimento dos consumidores atendidos no Brasil

Comentário 1: A metodologia proposta na Nota Técnica nº RTM/02/2009/ARSESP para a determinação da base de remuneração regulatória líquida do próximo ciclo (3º CRT) considerará base tarifária do ciclo anterior (2º CRT), atualizada pelo IGP-M e consideradas as adições e baixas regulatórias necessárias e aplicada a depreciação. Esclareça-se que a base tarifária do ciclo anterior (2º CRT) teve como parâmetros o valor econômico mínimo e a margem máxima estabelecida à época da privatização (vide neste sentido, as Notas Técnicas nº 01/2003 e 03/2004). A ARSESP entende que metodologia ora proposta é aderente ao regime tarifário dos serviços, refletido no Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Gás Canalizado (Cláusula Décima Terceira, em especial Primeira e Oitava Subcláusulas).

2.2.2 Metodologia do Fator X

Noutro ponto de especial importância, mister prestar o reconhecimento pelo esforço notado nos trabalhos de preparação para a metodologia de cálculo do Fator X, em especial pela tentativa de convergência metodológica em direção a padrões internacionalmente disseminados como é o caso do uso do Índice de Tonrqvist para estimar os ganhos de eficiência.

É de se lembrar que o papel do Fator X na regulação é o de tentar introduzir uma fórmula de ajuste automático de tarifas ou receitas que se coadunem a um padrão mais competitivo, considerando a evolução dos ganhos de produtividade e a variação dos custos dos insumos na indústria considerada. É um mecanismo de incentivos que premia ganhos de eficiência e pune empresas concessionárias descompromissadas com providências de redução de custos ou com a introdução de inovações tecnológicas e administrativas. Erros de subestimativa do Fator X implicam estímulos a ganhos de eficiência insuficientes e vantagens indevidas as concessionárias, já as superestimativas podem desbalancear econômica e financeiramente o contrato de concessão pelo estabelecimento de metas de ganhos de eficiência inatingíveis.

Dada a novidade do método proposto e pelos efeitos que equívocos de estimação associados, entende a ABIVIDRO que os cálculos finais, obtidos conforme a metodologia proposta devam ser passíveis de ajustes de razoabilidade, considerados os valores encontrados e os referenciais intencionais disponíveis para sua aferição. O que não se pode aceitar, entretanto, é a limitação prévia e discricionária do Fator X a 2%, dado que, pela experiência internacional, este é padrão quase que mínimo para indústrias neste setor, havendo notícias de agências reguladoras que impõe índices de ganho de eficiência projetados superiores a 5% em outros países

Comentário 1: ver Anexo.

2.2.3 Estrutura Tarifaria

E especialmente adequada, na Metodologia Apresentada, a previsão da consideração do fator de carga como critério para a diferenciação tarifaria. Atendendo aos princípios de não discriminação, neutralidade e eliminação dos subsídios cruzados, a cobrança dos consumidores em estrita proporção com os custos diferenciais a que cada classe de consumidores se insere é fundamental. Assim que a adequação das tarifas referenciadas pelo fator de carga já prevista anteriormente, mas ainda não implementada, passa a ser factível no arcabouço da desverticalização ora prevista.



Para que se possa aferir adequadamente o impacto do fator de carga sobre o custo da distribuição e comercialização de gás, entretanto, é fundamental que se exija das concessionárias dados detalhados e abrangentes que permitam uma avaliação objetiva da situação. Solicita a ABIVIDRO, desta forma, que os estudos de carga instantânea e fator de carga previstos no Anexo X sejam realizados não apenas para o mês de maior demanda, mas para a totalidade do segundo ciclo tarifário, sabido que na indústria vidreira que representa os fatores de carga, à diferença de outros segmentos de grande consumo, mantém-se elevados e constantes hora a hora, por todos os dias do ano

Comentário 1: A Agência utilizará informações diárias de consumo associada à cada tipo de usuário para a determinação do fator de carga.

Este formato considera a factibilidade da implantação em curto prazo.

Comentário 2: A informação horária será solicitada para a conformação de um banco de dados para a implantação futura do encargo de capacidade.

2.2.4 Custo de Capital

Algumas observações finais merecem ser postas no âmbito do cálculo do custo de capital próprio. A ARSEP propõe que o período de referenda seja de janeiro de 2004 a dezembro de 2008, para os seguintes parâmetros: (i) taxa livre de risco e (ii) risco país.

Isto foi feito sem uma argumentação consistente e clara, chegando ao valor de 4.33% para a taxa livre de risco, sendo aquele a média aritmética das médias mensais para o período em questão, do retomo dos títulos do tesouro norte-americano de 10 anos. Adicionalmente, foi obtido o valor de 3,30% (330 pontos básicos) para o risco país, pela média da série histórica diária do indicador EMBI + Brasil para o mesmo período.

No caso particular do risco país, por exemplo, a média obtida no período de janeiro de 2004 a dezembro de 2008 não exprime a realidade dos fundamentos econômicos brasileiros, atualmente. Como bem destacado na nota técnica no RTC/01/2009 (p. 7), houve um fato fundamental neste período: em abril de 2008, a classificação do risco da dívida soberana do Brasil foi alçada a Investment Grade, pela agenda de risco Standard & Poor's. Isso fez com que houvesse uma mudança estrutural, conceitual, na série observada do indicador em questão. Assim, usar observações muito distantes de abril de 2008, no passado, prejudicaria muito o uso deste indicador como referenda para os próximos anos.

O que se propõe aqui e, simplesmente, mudar o período de referenda para janeiro de 2006 a dezembro de 2008, mantendo a mesma metodologia de cálculo para os dois parâmetros citados acima. Com isso, as séries históricas em questão teriam menos choques estruturais, tomando-as mais consistentes para serem usadas como referenda no cálculo do custo de capital próprio

Comentário 1: O assunto foi encerrado com a publicação da Nota Técnica RTM/01/2009.

3 ABRACE

Comentário Geral: Os comentários apresentados compreendem simultaneamente as questões apresentadas pela ABRACE na contribuição e apresentação na audiência pública.



3.1 INTRODUÇÃO

A ABRACE reconhece o trabalho da ARSESP como ente fundamental ao desenvolvimento da indústria de gás no Estado de São Paulo. O esforço da agência na criação de regras, na disponibilidade de informações e na inclusão de diferentes setores da sociedade é apreciado pela ABRACE, e é certamente no contexto brasileiro o maior exemplo de ações neste sentido. Cabe destacar que essa postura é essencial ao desenvolvimento econômico eficiente do país.

A ABRACE propõe duas formas de contribuição neste relatório, algumas pontuais sobre o processo de revisão em vigor e outras mais gerais sobre o processo de revisão. Grande parte das contribuições da ABRACE visam sobretudo apontar as partes do processo onde a falta de informação e transparência ainda constituem um problema central para o eficiente desenvolvimento da indústria do gás, sendo conseqüentemente também um forte empecilho para as contribuições específicas da revisão em vigor.

3.2 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Entendemos ser de suma importância que os atos normativos a serem publicados em decorrência da presente Audiência sejam também colocados em Audiência Pública, de forma a possibilitar aos consumidores e demais agentes contribuir no processo decisório.

Considerando a publicação da Lei nº 11.909 - Lei do Gás - na presente data, as disposições constantes da referida Lei devem ser integralmente consideradas por esta Agência, tanto nas decisões a serem tomadas em decorrência da presente Audiência Pública quanto em todos os demais temas a serem analisados pela ARSESP. Desta forma, entendemos que a figura do auto-produtor e do auto-importador de gás devem ser consideradas na metodologia, sendo imprescindível sua inclusão nas disposições a serem publicadas em decorrência da audiência.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por conseqüência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

Comentário 2: No que diz respeito as figuras citadas do auto-produtor e do auto-importador de gás, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão tratados como usuários livres, não sendo aplicável, a estes potenciais usuários,



os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre estabelecidos em 10% para o primeiro ano, findada a exclusividade e, 30% para o conjunto dos três anos até a próxima revisão tarifária da COMGÁS.

Considerando os pontos acima destacados, solicitamos que, à exemplo do que ocorre no setor de energia elétrica, que seja estabelecido uma revisão tarifária provisória.

Comentário 1: Não há justificativa para legitimar a referida solicitação

3.3 USUÁRIOS LIVRES

A metodologia apresentada pela Agência, ao tratar da abertura do mercado, propõe, com relação ao usuário livre:

- (i) que o exercício do direito a ser usuário livre seja possível apenas aos usuários que consumam pelo menos 300.000 metros cúbicos de gás natural por dia; e*
- (ii) que os volumes a serem liberados anualmente não poderão exceder 20% do volume total vendido a usuários não residenciais e não comerciais, exceto no primeiro ano, no qual o limite será de 10%.*

No entanto, entendemos que a proposta apresenta um tratamento não isonômico aos usuários. Todos os usuários que se encontram na mesma situação e que cumprem com o requisito de consumo mínimo de gás (300.000 metros cúbicos/mês) devem ter as mesmas oportunidades e receber o mesmo tratamento. Com a limitação de 20% proposta pela ARSESP, o usuário que fizer primeiro a opção poderá migrar para o mercado livre, sendo que, ao atingir-se o limite percentual, os consumidores não poderão mais migrar.

Tal situação estabelece um tratamento desigual aos consumidores. Qualquer limitação a ser estabelecida pela ARSESP somente poderá estar relacionada aos requisitos para o consumidor se tornar livre, o que já foi feito pela Agência ao estabelecer o consumo mínimo, não podendo ser admitida qualquer limitação de mercado, por caracterizar-se em situação não equânime, podendo inclusive ser considerada ilegal e inconstitucional, em razão do princípio da isonomia.

Comentário 1: Esses limites foram fixados na NT versão final em 30% para o período até a próxima revisão tarifária considerando, a título de comparação, que o setor elétrico completa treze anos de regulamentação da figura do usuário livre atingindo atualmente 25% do mercado, o valor definido é entendido como razoável. Na próxima revisão tarifária, se necessário, estes valores poderão ser alterados.

3.4 TERMO K

O Termo de Ajuste K é um elemento do cálculo da tarifa do gás canalizado previsto no Contrato de Concessão da COMGÁS com o propósito de corrigir desvios entre a Margem Máxima e a Margem Obtida. Em, outras palavras, o Termo K é aplicado para corrigir os desvios de receita verificados no período de referência. Na proposta metodológica para o terceiro ciclo tarifário, a ARSESP propõe diferir parte do efeito do Termo K do primeiro para os anos seguintes e, ainda, recomenda um mecanismo regular para estabilizar o efeito do Termo K nos períodos seguintes.

Primeiramente, deve-se observar que tais alterações não estão previstas no contrato de concessão e não deveriam fazer parte da revisão tarifária. Segundo o contrato de concessão no terceiro ciclo o Termo K pode apenas contribuir para reduzir a tarifa, e como a ARSESP prevê na nota técnica que para o primeiro ano o Termo K terá um impacto acentuado, pode-se afirmar que as alterações propostas visam reduzir as tarifas de uma forma mais gradual. Entretanto, considerando que a melhora na previsão e estabilidade da tarifa pode ser positiva de forma geral, a ABRACE entende que essas medidas podem ser adotadas desde que observados os pontos a seguir.



Sobre o deferimento de parte da receita a compensar para o primeiro ano, a ARSESP não deixa claro como irá distribuir os valores pelo terceiro ciclo tarifário. A ABRACE solicita que a proposta da ARSESP deixe claro que os valores diferidos serão corrigidos pela inflação e atualizadas pela SELIC. Essa correção também deve estar clara na aplicação do patamar mínimo ("B") que deverá diferir eventuais distorções do Termo K.

Sobre as outras propostas para diminuir a variabilidade do Termo K, a ABRACE entende que não existe necessidade de substituir os volumes efetivamente distribuídos pelos volumes previstos no momento da revisão para os segmentos térmicos e de cogeração, uma vez que a ARSESP já propõe um patamar mínimo ("B") para diferir qualquer distorção na previsão. A ABRACE entende que substituir os valores observados pelos valores previstos vai contra o estabelecido no contrato de concessão de corrigir os desvios realmente ocorridos.

Além do mais, a proposta de uma futura revisão do Termo K deve ser debatida em audiência pública em com ampla participação de todos agentes do setor. Essa audiência, ou qualquer proposta de alteração do cálculo da tarifa, não deve ter como efeito mudar o equilíbrio do contrato de concessão. Em outras palavras, embora se possa discutir a estabilidade e transparência dos elementos da tarifa, a função do Termo K de evitar ganhos excessivos deve se manter inalterado conforme previsto no contrato de concessão.

Por fim, a ABRACE gostaria que a ARSESP dirimisse as possibilidades de interpretações equivocadas sobre a prerrogativa contratual de que o Termo K não pode ser positivo a partir do terceiro ciclo. Os seguintes trechos da p. 47 estão coerentes com o contrato de concessão:

"se $MOt-1$ é menor que $MMt-1$, então $Kt = 0$;"

"Os resultados mostram volatilidade do Termo de Ajuste K calculado anualmente para o Terceiro Ciclo, além disso observam-se altos níveis em valor absoluto de receita a compensar (que no caso de serem positivos não impactam o Termo de Ajuste K)."

Entretanto a seguinte passagem da mesma página permite interpretações equivocadas:

" 4) no início do primeiro ano do Terceiro Ciclo a Margem Máxima será ajustada para cima ou para baixo por efeito do Termo de Ajuste K, correspondente aos anos 4 e 5 do Segundo Ciclo;"

A passagem acima vai contra o contrato de concessão que é categórico na Vigésima Subcláusula ao estabelecer que apenas no segundo ciclo tarifário o Termo K poderia ter valor positivo de forma que não há previsão legal para que no Terceiro Ciclo a Margem Máxima seja ajusta para cima.

"Vigésima Subcláusula - A partir do terceiro ciclo, quando a Margem Obtida pela CONCESSIONÁRIA, em $t - 1$, for menor ou igual a Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE, para esse ano, o Termo de Ajuste K será igual a zero, ressalvado o disposto na Subcláusula Vigésima Sexta desta Cláusula. Excepcionalmente, no segundo ciclo é admitido o Termo de Ajuste K positivo."

5.1 Proposta ABRACE

A ABRACE propõe que seja retirada da proposta metodológica da revisão tarifária da COMGÁS qualquer menção de que o Termo K possa ajustar a receita para cima para qualquer ano, inclusive o primeiro, do terceiro ciclo de revisão.

Sobre a proposta de distribuir a compensação de receita do Termo K ~~o~~ primeiro ano, a ABRACE solicita que a transferência de valores no tempo seja corrigidas pela inflação e adicionadas de juros de acordo com a SELIC ou outra taxa reconhecida pela a ARSESP. Da mesma forma, o mecanismo regular de correção de distorções do Termo K, referido na nota técnica como patamar mínimo "B", também inclua a correção dos valores diferidos. Sobretudo, a ABRACE solicita que a ARSESP dê legitimidade ao patamar mínimo, possibilitando a reprodução e verificação de todos os elementos que compõe a tarifa do serviço público.



A ABRACE solicita que seja desconsiderada a proposta substituir os volumes efetivamente distribuídos pelos volumes previstos no momento da revisão, para os segmentos térmico e cogeração, no cálculo da receita média obtida MOt de cada ano. No caso, a variabilidade originada nas diferenças entre o despacho térmico efetivo e seus prognósticos no momento da revisão tarifária já serão amenizadas pelo mecanismo patamar mínimo "B". Uma vez que os despachos tendem a superar os valores previstos, a desconsideração dos valores observados vai contra o contrato de concessão e contra o propósito do Termo K que é de evitar ganhos excessivos do concessionário.

Sobre a proposta de uma futura revisão do Termo K, a ABRACE entende que é positivo discutir a estabilidade e transparência dos elementos da tarifa, mas que a função do Termo K de evitar ganhos excessivos deve ser preservar conforme previsto no contrato de concessão.

Comentário 1: Concordamos com a correção de quaisquer valores parcelados para aplicação do termo K. A taxa a ser utilizada para a correção será a taxa SELIC.

Comentário 2: A aplicação do termo K no primeiro ano do terceiro ciclo, quer ele seja positivo ou negativo, está estabelecido no contrato de concessão e refere-se aos valores apurados no quarto e quinto ano do segundo ciclo, ou seja, reflete o ajuste ainda do período anterior à segunda revisão tarifária. Somente após esta aplicação que os valores apurados de K passarão sempre a ser aplicados quando negativos.

Comentário 3: A ARSESP não considera apropriada a proposta da ABRACE sobre os volumes citados de termoeletricas e cogeração. Da mesma forma, discordamos que "os despachos tendem a superar os valores previstos", pois não há como modelar esta questão. Esta agência entende que a mudança estabelecida na Nota Técnica contribui efetivamente a uma melhor previsibilidade das margens sem alterar as bases estabelecidas nos Contratos de Concessão.

Comentário 4: A ARSESP disciplinará o patamar para repasse do Fator K levando em conta o impacto sobre as tarifas. Esclarecemos que sempre que o Fator K no Terceiro Ciclo for a favor da concessionária ele não será aplicado e não se compensará.

3.5 RECEITA EXTRA CONCESSÃO E OUTRAS RECEITAS

A concessionária tem a faculdade de empreender outras atividades que podem ser consideradas como uma extensão do serviço de distribuição de gás canalizado, essas atividades são classificadas pela ARSESP em correlatas e não correlatas.

No item 3.5, Tratamento Regulatório das Receitas Extra-Concessão, a ARSESP define uma alíquota de 2% sobre as receitas brutas das atividades extra concessão para fins de modicidade tarifária.

Considerando que as atividades correlatas podem ser suportadas pelos custos da atividade de distribuição que compõem as tarifas dos serviços básicos, a ABRACE concorda com a ARSESP que neste caso, as receitas destas atividades devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária. No entanto, considera que a alíquota de 2% estabelecida pela ARSESP não é suficiente para esse propósito.

6.1 Proposta ABRACE

A ABRACE solicita que a ARSESP reavalie a alíquota inicialmente proposta à luz das alíquotas estabelecidas em casos similares de outros setores da econômica. No setor elétrico por exemplo, a alíquota estabelecida pelo regulador é de 90%.

Comentário 1: Sobre a proposta, esclarecemos, antes de tudo, que estas atividades atualmente são praticamente inexistentes. De outro lado, verifica-se que o estabelecimento de valores mais elevados poderão inibir o exercício de tais atividades, que, em rigor, contribuem para melhor atendimento aos usuários.



3.6 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES DE D & C

A principal inovação neste ciclo de revisão tarifária é a instituição do livre acesso ao sistema de distribuição de gás para usuários que optem pela condição de Usuário Livre (UL). Para viabilizar a competição no seguimento de comercialização torna-se necessária a separação das atividades de Distribuição e Comercialização de Gás Natural.

A nota técnica N° RTM/02/2009, no item 3.1, explica a estrutura organizacional proposta pela ARSESP para promover a abertura da atividade de Comercialização. O serviço de comercialização do gás consiste em comprar da "commodity gás" e o transporte até o 'City-Gate'; seguida da venda ao consumidor final. Já o serviço de distribuição tem como objetivo transportar o gás a partir do "City-Gate" através de gasodutos até o consumidor final.

Estas duas funções são interdependentes, mas distintas na cadeia de produção do gás natural. O serviço de comercialização possui potencial para a concorrência, enquanto a distribuição trata-se de um monopólio natural. A fim de permitir a introdução da concorrência, as duas atividades devem ser claramente separadas para evitar comportamentos anti-competitivos como os subsídios cruzados.

No Anexo VIII, a ARSESP detalha a importância conferida ao assunto ressaltando a necessidade de promover a concorrência na comercialização e permitir a sustentabilidade do serviço de distribuição. Neste sentido, é apreciável o interesse da ARSESP em destacar a separação dos custos e tarifas relativos a cada um dos seguimentos: comercialização e distribuição.

A atividade exclusiva de distribuição, enquanto serviço de distribuição de gás, é facilmente identificada. Por outro lado, a atividade de comercialização inserida na empresa verticalizada se confunde com atividades desenvolvidas pela distribuidora. Isso fica claro nas referências internacionais mencionadas na nota técnica. Por exemplo, em alguns países os custos de medição e faturamento podem permanecer associados à atividade de distribuição, enquanto em outros à comercialização.

No caso específico da COMGÁS, as tarifas praticadas são estabelecidas a partir da adição dos custos da 'Commodity' Gás e Transporte (Pg + PT) ao custo da margem permitida para a atividade de distribuição (P0). Logo, constata-se que a atividade de comercialização, inserida na atividade de distribuição, não auferir lucros com a comercialização da 'Commodity' Gás (mecanismo de 'Pass-through' sobre a parcela Pg+PT).

Neste ponto, é importante lembrar como o setor elétrico no Brasil tratou a questão da separação das atividades de distribuição e comercialização no final da década de 1990. Após a instituição do livre acesso houve a necessidade de se estabelecer tarifas de uso dos sistemas de distribuição e com esse propósito, a ANEEL iniciou um procedimento "Top-down" de abertura tarifária. A abertura das tarifas em suas componentes daria à unidade consumidora a capacidade de avaliar economicamente as vantagens e desvantagens de optar pela condição de consumidor livre.

Para realizar a abertura tarifária a ANEEL precisava separar os custos de distribuição e comercialização de forma que a soma das componentes de custo resultasse na tarifa final anteriormente praticada junto ao mercado. Como a ANEEL não conhecia os custos associados a cada atividade foi solicitado às distribuidoras que separassem esses custos. Apesar da ANEEL ter orientado como se identificar os custos, os resultados obtidos foram tão discrepantes de uma distribuidora para a outra que a separação das atividades de comercialização e distribuição não pôde ter sido efetuada com dados empíricos. Assim, a ANEEL optou por arbitrar em 85% e 15% os percentuais de separação dos custos de distribuição e comercialização em relação aos custos globais de OPEX e remuneração de capital.

Após cerca de dois anos desta primeira etapa, em 2003, foi iniciado o primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica. Com a instauração do processo de revisão



tarifária a receita anual regulatória era estabelecida por um processo de composição 'Botton-up'. Como neste processo a ANEEL não reconhecia margens de lucro na 'commodity' de energia elétrica, ou seja, a distribuição da 'commodity' energia elétrica estava sujeita também a um mecanismo de 'Pass-through', a distinção da atividade de comercialização foi desconsiderada na concessão de distribuição. A ótica do regulador era simples: se não existem lucros na atividade de comercialização então qualquer custo que possa ser apontado a essa atividade diz respeito a custos inerentes da atividade de distribuição.

A possibilidade de se reduzir custos com a desverticalização dos processos depende da forma de separação das atividades de comercialização e distribuição. Em alguns casos observa-se que após a desverticalização pode haver uma perda de economia de escopo, o que poderia resultar em um aumento do custo transacional:

"... arguments in favor of separation need to be balanced against the potential losses of vertical economies of scope. However, in gas industry, since the vertical economies of scope are not very large, vertical separation can yield a material improvement in competition." (OCDE, 2000, p.371)."

Tal qual ocorreu no setor elétrico, os custos existentes na atividade de comercialização da COMGÁS também podem ser interpretados como custos inerentes da atividade de distribuição. Esse argumento é reforçado pelo fato da COMGÁS estabelecer preços finais ($P_g + P_T + P_0$) competitivos no mercado a partir da aplicação de descontos unicamente na margem de distribuição (P_0).

O serviço de distribuição será necessariamente prestado a todos os consumidores. Assim sendo o aumento ou diminuição dos clientes da comercializadora da empresa incumbente não deve afetar os ganhos da distribuidora. O aumento de volume de gás considerado para o cálculo do P_0 e do ganho de produtividade advindos da escala deve ser referente a todos os clientes ligados à rede de distribuição, independentemente da condição comercial deste consumidor.

Como o preço do gás, preço do "City-Gate", é repassado diretamente ao consumidor, após ser acrescentado pela distribuidora o custo de distribuição, não se espera qualquer tipo de perdas econômicas para a distribuidora COMGÁS após a implementação da competição na atividade de comercialização de gás. Assim, a responsabilidade em relação à manutenção da amplitude do mercado consumidor de gás recairia tanto sobre o fornecedor de gás no "City Gate" quanto no comercializador independente.

Existem, no entanto alguns custos da concessão de distribuição de Gás que não são fáceis de serem alocados entre as atividades de distribuição e comercialização. Dentre esses custos é válido mencionar o problema da identificação dos custos dos serviços relacionados à entrada e saída de novos consumidores na rede de distribuição.

No caso francês e inglês, por exemplo, é a empresa comercializadora a responsável por todo o contato com o cliente. Estas empresas podem oferecer os serviços elas mesmas ou contratarem outra empresa, até mesmo a própria distribuidora. Esta é a mesma lógica de outros serviços de distribuição cujo controle da rede de distribuição não é o mesmo da comercialização, notadamente de telefonia fixa, de internet e televisão a cabo.

No que concerne a distribuição de gás, o serviço de 'equilibragem' (ou "balancing"), é certamente o mais controverso e deve receber atenção especial no processo de separação entre a gestão da rede e comercialização. Nesse serviço o fluxo comercial raramente corresponde exatamente ao fluxo físico. A empresa distribuidora incorre em custos para fazer este equilíbrio que devem ser passados aos comercializadores para incentivá-los a adequar os fluxos físicos e contratuais da forma mais eficiente possível e remunerar os serviços prestados pela distribuidora pelos agentes que consumiram o serviço e não por todos os consumidores. Sabendo que a alocação destes custos é importante e gera conseqüências sobre o processo de



liberalização (Keyaerts et al 2008)2, a ABRACE tem forte interesse em uma discussão detalhada sobre o assunto.

7.1 Proposta ABRACE

Como a separação da comercialização do serviço regulado de distribuição de gás é inédita no mercado brasileiro e considerando que esta separação pode induzir a interpretações equivocadas quanto ao estabelecimento dos parâmetros e das projeções necessárias para o cálculo da revisão tarifária da COMGÁS, a ABRACE solicita que os pontos destacados a seguir permeiem todas as análises da ARSESP no âmbito do processo de revisão tarifária:

O serviço de distribuição será prestado a todos os consumidores e comercializadores. Assim sendo, o aumento ou diminuição dos clientes da empresa não deve afetar os ganhos da distribuidora;

O aumento de volume de gás considerado para o cálculo do PO e do ganho de produtividade advindos da escala deve ser referente a todos os clientes ligados à rede de distribuição, independentemente da condição comercial deste consumidor;

Como o preço do gás no "City-Gate" é acrescido do custo de distribuição e repassado diretamente ao consumidor não se espera qualquer tipo de perdas econômicas para a COMGÁS após a implementação da competição na atividade de comercialização de gás.

A ABRACE encontra forte necessidade de uma discussão mais detalhada das bases do processo regulatório nesta nova fase em que se tem a separação do serviço de distribuição da comercialização. Acreditando-se que o próprio processo de liberalização pode ser comprometido se a alocação das responsabilidades e custos não for eficiente e que este não é o fórum mais adequado, a ABRACE propõe audiências públicas para discussão sobre as regras de alocação de custos

Comentário 1: *Concordamos com os pressupostos supracitados, exceto com a menção de que o serviço de distribuição atende também a comercializadores. Quanto a discussão da alocação dos custos dentro dos limites de prazos da ARSESP a forma possível é a discussão em audiência pública a ser realizada até meados de maio do ano corrente.*

3.7 A LEI DO GÁS

No texto da Lei do Gás estão expressas as negociações estabelecidas em um acordo formal assinado pelos diversos agentes da indústria de gás natural como, ABIVIDRO, ABEGAS, ABIAPÉ, ABRACE, Fórum dos Secretários, FIESP, ABAR, IBP, tendo como coordenador o Ministério de Minas e Energia. Neste documento foram estabelecidas as figuras do Consumidor Livre, Auto produtor e Auto importador, bem como as competências negociadas do Distribuidor no tratamento destes agentes.

Considerando o referido acordo, a revisão tarifária das concessionárias de São Paulo deveria ter tratado claramente as figuras do auto produtor e do auto importador.

Pelo acordo, a operação e manutenção dos sistemas de distribuição serão realizadas pela Distribuidora e, para tanto, deverão ser assinados contratos entre a concessionária e o consumidor livre, auto importador ou auto produtor, devendo as tarifas de operação e manutenção, serem estabelecidas pelo órgão regulador estadual, no caso a ARSESP, "em observância aos princípios de razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação".

Foi decidido que, ao serem estabelecidas "as especificidades de cada instalação", o consumidor livre, auto importador ou auto produtor terá uma tarifa de operação e manutenção equivalente aos serviços prestados no trecho de atendimento, ou seja apenas sobre o trecho construído pelo consumidor ou de propriedade da distribuidora para atendimento desse consumidor, mesmo se comum a outros consumidores.



É claro que a regulamentação da Lei do Gás em desenvolvimento pelo Ministério de Minas e Energia deverá tratar do assunto, mas a lei é clara ao estabelecer que a tarifa de operação e manutenção para esses consumidores específicos deva ser estabelecida pelo órgão regulador estadual, não devendo portanto ser uma proposta da distribuidora.

Um ponto importante que deve ser destacado é que o acordo assinado pelos diversos agentes prevê que a tarifa de uso dos sistemas de distribuição de gás refletirá o preço de mercado para as atividades de operação e manutenção equivalente aos serviços prestados no trecho de atendimento.

Também cabe lembrar que o acordo prevê que a tarifa para os serviços de operação e manutenção deverá ser estabelecida pela ARSESP para cada consumidor livre, auto produtor e auto importador, dependendo das especificidades de cada instalação desse consumidor especial.

Neste sentido a ABRACE identifica pelo menos dois tipos básicos de uso dos sistemas de distribuição:

- 1. Consumidor Livre conectado diretamente no City Gate a partir de investimentos próprios;*
- 2. Consumidor Livre conectado no sistema de distribuição existente a partir de investimentos próprios ou não;*

Na primeira configuração, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição devem ser estabelecidas considerando apenas os custos de mercado para a operação e manutenção relativos ao gasoduto proveniente dos investimentos realizados pelo consumidor.

Na segunda configuração, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição devem ser estabelecidas considerando os custos de mercado para a operação, manutenção e remuneração do capital³, apenas da parcela do gasoduto necessária ao fornecimento do volume de gás contratado pelo consumidor livre. Isso significa que as tarifas de uso dos sistemas de distribuição neste caso seriam calculadas considerando os custos de um gasoduto dedicado ao atendimento específico da unidade consumidora em questão.

Considerados os comentários da ABRACE, a introdução das disposições da Lei do Gás nas revisões tarifárias das Concessionárias de São Paulo, deve ser amplamente analisado e discutido, o que não contraria a proposição da ARSESP de separação das atividades de Distribuição e Comercialização, considerando-se apenas que para as tarifas de distribuição dos usuários livres, auto produtores e auto importadores, deve ser respeitado o estabelecido naquela lei ou seja, essas tarifas devem refletir "as especificidades de cada instalação" sejam elas construídas pelo consumidor ou pela distribuidora.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade



econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

3.8 FATOR X

O terceiro ciclo de revisão tarifária é caracterizado também pela introdução do Fator X. O Fator X é o mecanismo utilizado pelo regulador para dividir com a sociedade os ganhos de produtividade de uma concessionária quando esta se apresenta em situação de monopólio natural. O Fator X é calculado sobre os ganhos de produtividade esperados e, portanto, deve ter seus parâmetros projetados. Estas metas devem ser cuidadosamente calculadas de forma a incentivar a utilização eficiente dos recursos.

Segundo a Nota Técnica n.º RTM/02/2009, foi definido que o método será uma combinação de dois parâmetros a serem estimados: a Produtividade Total dos Fatores (PTF) e a elasticidade-escala do setor de distribuição. A proposta da ARSEP envolve uma metodologia pouco convencional para o Brasil, mas já utilizada em outros países como no caso do regulador inglês. A crítica da ABRACE refere-se mais a como essa metodologia será empregada do que a critérios metodológicos em si.

O ponto mais relevante refere-se ao limite máximo de 2% que a ARSEP impõe ao Fator X a ser aplicado à COMGÁS. A função do Fator X é corrigir um desvio do ganho de produtividade do setor de distribuição de gás em relação ao resto da economia, não existindo razão conceitual para tal limitação. Como é esperado de uma indústria operando em redes, os vultuosos investimentos iniciais podem comportar o crescimento da demanda com custos adicionais relativamente pequenos. Logo, um Fator X acima de 2% indica apenas que existe grande capacidade de aproveitamento e, ao reduzir a tarifa de gás, sinaliza adequadamente a capacidade de adensamento da rede. Ao estabelecer artificialmente um limite ao Fator X, a ARSEP impõe uma restrição ao ganho de escala da rede sem nenhuma contrapartida evidente.

Por outro lado, deve-se entender que, como se trata de um modelo teóricoempírico, a estimativa do Fator X pode eventualmente ser viesada devido a erros nas premissas ou na amostragem. Porém, limitar o compartilhamento da produtividade a um valor máximo não ameniza o problema. Em outras palavras, a proposta da ARSEP não contempla o caso no qual o Fator X é estabelecido abaixo do potencial de adensamento da rede. Os parâmetros e dados do método do Fator X podem ser revisados, e não limitados, quando este se encontrar fora de uma faixa razoável, tanto com um máximo quanto com um mínimo.

A segunda contribuição da ABRACE refere-se à estimação da elasticidade de escala que é aquela que visa mensurar os conhecidos ganhos de escala das funções de produção das indústrias de rede. Os ganhos de escala são mais bem conhecidos de forma qualitativa do que quantitativa, pois é de difícil mensuração conforme aponta Forsund F. e Hjalmarsson L. (2002). O cálculo da elasticidade de escala deve ser resultado da função de produção estimada para o serviço de distribuição de gás. Como a função de produção considerada pela ARSEP também não está clara na nota técnica, tudo indica que este parâmetro de cálculo poderá ser estabelecido de forma arbitrária. A própria nota técnica, no anexo VII, página 97 indica essa preocupação da ABRACE: "Geralmente assume-se que 'e' é 0,95".

9.1 Proposta ABRACE



A ABRACE solicita que o limite máximo do Fator X seja desconsiderado, pois este não pode ser justificado teoricamente e representa um benefício apenas para o distribuidor. A fim de diminuir a possibilidade de erros do modelo, a ABRACE sugere que a ARSESP permita o máximo de transparência com relação ao método do Fator X, inclusive divulgando dados que tornem possível reproduzir e verificar os cálculos. A ABRACE sugere que, ao invés de serem limitados, os parâmetros do Fator X sejam recalculados sempre que estiverem fora de uma margem de razoabilidade equilibrada e justificada, que inclua tanto um limite inferior quanto superior.

A ABRACE solicita ainda que a premissa de que a elasticidade de escala, arbitrada em 0,95, seja ratificada através de uma estimativa para a função de produção da atividade de distribuição de gás no Estado de São Paulo.

Comentário 1: Ver Anexo.

3.9 ESTRUTURA TARIFÁRIA

10.1 Sazonalidade

A COMGÁS descreve no seu “web site” 4 que a ‘sazonalidade’ tem importante papel na venda de GN nos usos urbanos. A existência da sazonalidade é descrita também em estudos como os de Massara (2007)5, que identifica que entre janeiro e março tem-se o período de menor consumo, em função da elevada temperatura, dos feriados de carnaval e baixa produção da indústria. De abril a junho, tem início o aumento da produção industrial e o fim do verão, proporcionando o aumento do consumo do gás canalizado. De julho a outubro, com a chegada do inverno, há aumento de consumo em todos os segmentos do mercado que, aliado à produção industrial que atinge a máxima capacidade visando atender a demanda de final de ano, fazem com que nessa época ocorra o ápice de volume de consumo. Já nos dois últimos meses do ano ocorre o declínio da produção industrial. A queda do consumo é determinada após o pico de consumo e produção dos meses anteriores, associada ao período de férias, tanto coletivas das indústrias como dos consumidores residenciais.

No ciclo tarifário anterior a ABRACE pleiteou junto a ARSESP que fosse considerada a inclusão de horários de consumo diferenciados, tais como horário da madrugada e fim de semana, e a avaliação da conveniência de separar condições relacionadas à sazonalidade (inverno e verão). A ARSESP considerou o pleito procedente e se comprometeu a analisar a viabilidade da inclusão de horários de consumo diferenciados, assim como a conveniência de separar condições relacionadas à sazonalidade. Este ponto não foi incorporado na estrutura das tarifas de gás no ciclo anterior, tão pouco é mencionado entre os novos critérios a serem considerados para o estabelecimento da estrutura tarifária do terceiro ciclo de revisão.

10.2 Proposta ABRACE

A ABRACE solicita mais uma vez que o aspecto da sazonalidade seja também considerado no cálculo das tarifas de aplicação.

Comentário 1: Dentre as prioridades da agência, foram consideradas muito relevantes às consideradas nesta revisão tarifária. Entendemos que é preciso maior amadurecimento do mercado, tal como, já existente no setor elétrico, para a formulação de tarifas que levem em conta os aspectos da sazonalidade.

10.3 Reprodução dos Cálculos das Tarifas

Com relação aos procedimentos utilizados para a definição da tarifa de aplicação, a ABRACE entende que a ARSESP ainda não atingiu um grau de transparência que permita aos agentes um completo entendimento das nuances que envolvem o método de cálculo das tarifas finais. Apesar da ARSESP ter disponibilizado um relatório específico para a questão da estrutura tarifária no ciclo anterior, “Proposta de estrutura tarifária para a COMGÁS”, este relatório não permite aos interessados reproduzir os cálculos das tarifas finais.



Atento a este fato, e disposta a tentar reproduzir todos os cálculos, a ABRACE solicitou à ARSESP, via email, as planilhas utilizadas no ciclo anterior para o cálculo das tarifas finais. No entanto, a ARSESP encaminhou a seguinte resposta ao referido pedido:

“Em resposta a sua mensagem enviada por email em 10/02/2009, em que solicita informações relativas à revisão tarifária anterior, ou seja, do 2º Ciclo, informo inicialmente que o documento mencionado sob o título “Proposta de Estrutura Tarifária para a Comgás” foi elaborado pela própria Comgás em cumprimento ao estabelecido no contrato de concessão e no processo de revisão tarifária realizado para aquele ciclo. Adicionalmente, cabe esclarecer que ao longo do processo de revisão tarifária do 2º Ciclo esta Agência publicou em seu website informações suficientes para a compreensão do processo.”

Cabe à ABRACE esclarecer que o valor efetivo que o consumidor paga pelo serviço de distribuição e pela “commodity mais transporte” é fixado nas portarias de tarifas após o processo de revisão ou reajuste tarifário e que estes valores, segundo a ARSESP, são calculados pela própria COMGÁS. É inquestionável o esforço da ARSESP em promover a transparência do processo, no entanto, esse esforço fica totalmente comprometido se na última etapa do processo não se estabelece um procedimento de cálculo que seja passivo de reprodução.

10.4 Proposta ABRACE

Considerando que os dados disponibilizados no “website” são suficientes para compreender mas não são suficientes para reproduzir o processo e, tendo em vista essa fragilidade apontada no segundo ciclo, a ABRACE reitera seu entendimento que a transparência total do processo só enriquece os debates e promove o aperfeiçoamento da prática regulatória ao longo do tempo.

Neste sentido a ABRACE solicita que a ARSESP disponibilize também todas as planilhas utilizadas (memória de cálculo) para o cálculo das tarifas de aplicação.

Comentário 1: A agência entende que os dados disponibilizados são suficientes para entendimento e transparência do processo.

10.5 Cálculo das Tarifas do Serviço de Distribuição e Comercialização

No Anexo VIII, Item 2, a ARSESP apresenta uma Metodologia específica para o cálculo das Tarifas por Uso de Distribuição e Encargo de Comercialização. Essencialmente a Nota Técnica propõe que para cada classe de consumo sejam atribuídas as responsabilidades da mesma no custo do sistema. Essa premissa que norteia o método proposto pela ARSESP é adequada e também fundamenta há décadas o cálculo das tarifas de energia elétrica.

No entanto, no intuito de realizar essa associação de responsabilidades a ARSESP propõe que seja calculado para cada classe de consumo, ou segmento, um fluxo de caixa descontado que considere o OPEX, CAPEX e remuneração de capital dos ativos associados ao segmento em questão. Esse processo é aplicado também para o cálculo dos encargos de comercialização. Assim, no final do processo de cálculo das tarifas, espera-se que a soma das tarifas de distribuição e comercialização resultem nas atuais tarifas finais aplicadas ao segmento em questão.

Essa proposta não está adequada aos pressupostos que definiram as bases para o estabelecimento do projeto de lei 6.673/2006 da Câmara Federal. A metodologia de cálculo das tarifas deve considerar os pontos mencionados pela ABRACE no item “A Lei do Gás”

A ABRACE entende que o método proposto na Nota Técnica nº. RTM/02/2009 define critérios de alocação de responsabilidades extremamente subjetivos e sujeitos a informações de difícil auditoria.



Tendo em vista os pontos abordados e os pressupostos para o cálculo das tarifas de distribuição estabelecidos na Lei do Gás, a ABRACE propõe que seja avaliada a opção de se utilizar outros métodos para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de gás.

A ABRACE entende que qualquer que seja a metodologia utilizada para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de gás e do encargo de comercialização, pontos positivos e negativos serão elencados em relação ao método. Contudo, o mais importante é que o método adotado deve ser fundamentado em hipóteses técnicas consistentes, sendo os dados utilizados no processo, passíveis de fiscalização a qualquer tempo.

10.6 Proposta ABRACE

Considerando que o método proposto para o cálculo das tarifas, o Fluxo de Caixa Descontado, apresenta características extremamente subjetivas e sujeitas a informações de difícil auditoria, é importante que a ARSESP inicie um processo de debate quanto ao tema de forma a permitir que outros métodos de cálculo sejam apresentados como alternativas viáveis a serem consideradas para a estrutura tarifária.

Além disso, a ABRACE solicita que a ARSESP disponibilize em seu "website" informações suficientes para a compreensão e reprodução de todas as etapas do processo de revisão tarifária, englobando o cálculo das tarifas finais ou de aplicação.

Ademais, a ARSESP demanda especial atenção à alocação dos custos dos serviços entre a comercialização e a distribuição visto a complexidade e sua importância para o desenvolvimento da indústria de gás de forma eficiente.

Cabe salientar que é nesta etapa, na definição da estrutura tarifária, que podem ser definidos subsídios cruzados entre as diferentes classes de unidades consumidoras. Esse risco é agravado pela separação das atividades de distribuição e comercialização que pode criar subsídios entre consumidores livres e cativos. Estas situações perturbam o processo de revisão e podem comprometer o estabelecimento de um eficiente ambiente de competição na atividade de comercialização.

Comentário 1: A ARSESP está atenta as questões levantadas, pois tem realizado auditorias necessárias e, conforme esta mesma Audiência Pública, levado a lume para ampla discussão e debate, como o que está ocorrendo, todas as etapas do processo de revisão tarifária, englobando o cálculo das tarifas finais ou de aplicação, bem como especial atenção à alocação dos custos do serviço entre a comercialização e a distribuição.

Comentário 2: Discordamos sobre a afirmação de que a metodologia do fluxo de caixa descontado "apresenta características extremamente subjetivas e sujeitas a informações de difícil auditoria".

3.10 BASE DE REMUNERAÇÃO

Com relação ao valor da Base de Remuneração tratado no item 3.2.2 da Nota Técnica nº. RTM/02/2009, a ABRACE questiona o valor inicial da Base de Remuneração. Neste ciclo de revisão tarifária ficou estabelecido que o valor da base de remuneração inicial será o valor determinado para a base tarifária no início do segundo ciclo, atualizado pelo IGMP, somados os investimentos e deduzidas as depreciações e baixas regulatórias.

Quanto ao método definido para estabelecer a base tarifária no segundo ciclo a ABRACE entende que este método não é adequado porque: o Valor Econômico Mínimo obedeceu a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas sim com as conveniências do controlador original; o preço de venda, quando estabelecido, refletia as condições conjunturais - políticas e econômicas predominantes à época da privatização. Observa-se que o Valor Econômico Mínimo de controle acionário foi baseado em perspectivas futuras de caixa. Em outras palavras, os critérios de definição do Valor Econômico Mínimo não guardam relação com os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de



energia elétrica, mas sim com objetivos de natureza predominantemente especulativas. Não é factível, portanto, que a base de remuneração garanta a remuneração dessas premissas.

A conclusão é que o método do Valor Econômico Mínimo gera resultados arbitrários favoráveis apenas aos controladores das concessionárias, porém injustos para os consumidores, podendo implicar na remuneração de um nível de investimento superior ao efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado.

A COMGÁS atualmente apresenta a maior margem de distribuição entre as demais distribuidoras do país e a base de remuneração utilizada pela ARSESP no segundo ciclo de revisão contribui significativamente para esse cenário.

Se a ARSESP tivesse utilizado o valor mínimo do Leilão, cerca de 753 milhões de reais, ao invés de 1,4 bilhão (Valor Econômico Mínimo), a margem de distribuição em 2004 teria sido 10,35% menor do que o valor final definidos pela ARSESP na Nota Técnica nº. 5, 2004, ou seja, passaria de 0,2662 R\$/m³ para 0,2385 R\$/m³.

11.1 Proposta ABRACE

Quanto ao valor inicial da base de remuneração a ABRACE propõe que a ARSESP considere outros métodos de cálculo da base regulatória para validar a BRR. A ABRACE entende que a exemplo do que foi utilizado para a atividade de distribuição do setor elétrico, a ARSESP poderia adotar o método do custo de reposição pelo valor de mercado. Este método pode refletir o investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado e que deve ser remunerado pelo consumidor.

Comentário 1: A metodologia proposta na Nota Técnica nº RTM/02/2009/ARSESP para a determinação da base de remuneração regulatória líquida do próximo ciclo (3º CRT) considerará base tarifária do ciclo anterior (2º CRT), atualizada pelo IGP-M e consideradas as adições e baixas regulatórias necessárias e aplicada a depreciação. Esclareça-se que a base tarifária do ciclo anterior (2º CRT) teve como parâmetros o valor econômico mínimo e a margem máxima estabelecida à época da privatização (vide neste sentido, as Notas Técnicas nº 01/2003 e 03/2004). A ARSESP entende que metodologia ora proposta é aderente ao regime tarifário dos serviços, refletido no Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Gás Canalizado (Cláusula Décima Terceira, em especial Primeira e Oitava Subcláusulas).

3.11 PREÇO GÁS - CITY GATE

Em um mercado competitivo o preço é o mecanismo de sinalização aos agentes econômicos das condições de oferta e demanda. E, seguindo a percepção e perspectiva dos preços, os agentes tomam suas decisões de investimentos. Como enfatiza Joskow⁷, nas indústrias de redes, as especificidades dos ativos implicam uma relação de dependência entre os agentes, o que por sua vez implica em um aumento dos riscos.

Os riscos provenientes da interdependência, definidos pela teoria como risco de oportunismo, são criados pela possibilidade de parte dos agentes se beneficiarem da dependência dos demais agentes econômicos. Essa interdependência é freqüente na indústria de gás natural. Em uma situação como essa, o custo do investimento cresce, pois se contabiliza o risco de oportunismo dos agentes. Quando a dependência dos agentes é bilateral, isto é, a ação oportunista de um agente pode levar a perdas para as duas partes na mesma medida, pode-se dizer que os agentes econômicos encontram-se presos uns aos outros. O prejuízo de uma das partes levará igualmente o prejuízo da outra parte, isto é, existe uma convergência de interesses para se estabelecer um equilíbrio estável⁹. No caso entre a COMGÁS e a Petrobras, pode-se dizer que apesar da forte dependência dos agentes, existe um equilíbrio de interesses que é corado pelos contratos bilaterais.



A relação da COMGÁS com os consumidores finais é menos instável, visto que a dependência destes é maior em relação a um monopolista do que o inverso. Desta forma, a ação do regulador em definir regras institucionais é fundamental na diminuição do risco associado ao oportunismo dos agentes.

Por outro lado, o processo de liberalização da última década mostrou que a introdução da concorrência é possível mesmo nos setores que envolvem redes físicas¹⁰, desde que sejam corretamente isoladas as estruturas monopolísticas. A distribuição de gás natural no Brasil encaixa-se nesta tendência e, seguindo as experiências internacionais, espera-se o desenvolvimento de um mercado competitivo na comercialização de gás. Uma das consequências mais benéficas desse mercado será a possibilidade dos agentes entrantes contarem com um mecanismo de formação de preços que viabilize a alocação de recursos eficientemente.

Este cenário de desenvolvimento do mercado, contudo, ainda não está presente no princípio do processo de liberalização. Neste sentido as primeiras informações recebidas pelos agentes do setor de gás não serão provenientes de um mercado eficiente e completo. Ademais, não existe outra referência sobre qual seria o preço de partida, pois os consumidores finais de gás não têm acesso a qualquer informação dos contratos bilaterais entre a COMGÁS e a Petrobras. Esse desconhecimento de parâmetros mínimos de mercado compromete o bom funcionamento do mercado nos princípios da comercialização e inibe as decisões de investimentos em demanda.

No cenário atual o regulador é o único agente que pode diminuir o ambiente de incerteza dos agentes. O ambiente de incerteza em que estão submetidos os consumidores se deve tanto ao risco de oportunismo, devido à dependência de uma única empresa, como também aos riscos de mercado, pois, desconhecendo a formação dos preços do gás, são incapazes de fazer projeções futuras sobre a evolução do preço.

A credibilidade do regulador assegura aos consumidores que não estarão submissos a ações oportunistas. Contudo, o horizonte de preços futuros só pode ser gerado com informações públicas sobre os critérios de sua formação. Visto a ausência de liquidez no mercado, a oferta e a demanda de gás não formarão diretamente o preço.

Atualmente, na formação do preço do gás para o consumidor final, o custo de produção e transporte é repassado diretamente à tarifa e, logo, não existem informações que auxiliem as previsões de preços da 'commodity' e transporte. Como possíveis alternativas a esse problema, a previsibilidade de preços e eficiência de um mercado em desenvolvimento podem ser incrementadas de duas formas distintas:

- *Preços regulados de forma objetiva, isto é, um mecanismo de ajuste do preço da 'commodity' e transporte que permita que o consumidor faça uma previsão de preços, e que permita a avaliação da razoabilidade dos preços pactuados nos contratos;*
- *A divulgação das cláusulas contratuais de maneira que os agentes saibam o que esperar, diminuindo a assimetria de informação entre os agentes econômicos.*

12.1 Desdobramentos Recentes

A partir de dezembro de 2007, a Petrobras começou a renovar os contratos de venda de gás de origem nacional com Companhias Distribuidoras de Gás Natural, implementando novas modalidades de fornecimento e uma nova política de preços.

A indústria mais uma vez foi surpreendida por uma política de negociação unilateral onde foi submetida a novos contratos com conceitos de regimes de fornecimento interruptível e flexível onde não há garantia de entrega firme, com prejuízos óbvios para a indústria.

Além da instabilidade quanto ao fornecimento as concessionárias repassaram para o consumidor um ônus em decorrência da nova formulação de preços para pagamento ao seu



fornecedor, que embute um aumento excessivo na tarifa de transporte, onerando o preço final do gás, entre 20% e 30% em relação ao preço até então praticado.

A nova metodologia de preço do gás natural nacional estabelecida pela Petrobras nos novos contratos com as concessionárias é formada por duas parcelas:

i) Parcela Variável - Corresponde ao valor da energia (moléculas de gás). É reajustada trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, pela variação de preço de uma cesta de óleos combustíveis no mercado internacional e do câmbio;

ii) Parcela Fixa - Reajustada anualmente no mês de maio de acordo com a variação do IGPM [março(m)/março(m-1)], referida a maio de 2007 no valor R\$ 171,55/mil m³.

A aplicação da regra estabelecida pela Petrobras será escalonada em dois anos, por meio de 8 (oito) reajustes trimestrais, findando em novembro de 2009, quando todo o gás natural nacional terá o mesmo preço final, independentemente do Estado produtor e/ou consumidor.

A COMGÁS, no entanto, foi a única distribuidora que não assinou contrato com a regra supracitada e, como há o mecanismo de "Pass-through", acabou onerando, de imediato, o consumidor em mais de 20%.

12.2. PROPOSTA ABRACE

Neste sentido, a ABRACE solicita uma maior transparência na formação do preço da 'commodity' e transporte, especificamente a divulgação das cláusulas de volume e preço de longo prazo. Isso possibilitará uma queda da incerteza inerente às previsões do preço do gás no longo prazo e viabilizará investimentos mais adequados segundo as informações setoriais dos consumidores, suas expectativas de mercado e sua propensão ao risco

Alternativamente, em caso de existir uma restrição contratual à divulgação das informações de mercado, a ABRACE sugere que a ARSESP defina um conjunto de regras paramétricas que reproduza o mais fielmente possível os mecanismos de reajuste de preço. Essas regras representariam de forma elementar a formação de preços em um mercado competitivo

Comentário 1: Os termos da proposta não se aplicam, tendo em vista que o objeto da presente revisão tarifária é exclusiva sobre a margem e abertura do mercado.

3.12 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Visando a preparação regulamentar de uma indústria de gás mais madura, a ABRACE conclui este relatório levantando alguns questionamentos mais gerais sobre a regulação que não estão claros aos consumidores. A ABRACE também propõem a ARSESP abertura de audiências públicas para discussão e definição de regras dos pontos mais controversos.

Dos questionamentos mais gerais, a ABRACE destaca a alocação dos custos em relação ao cliente. Ademais, a ABRACE sugere que o próprio processo de liberalização esteja sujeito a um cronograma público de maneira que o processo seja claro, transparente e eficiente.

O fator X, variável responsável por incentivar o ganho de eficiência da distribuidora, e a sua estreita relação com as economias de escala devem ser melhor esclarecidos, pois as informações públicas até então disponíveis não permitem aos consumidores avaliar a eficiência do Fator X e nem utilizá-lo em suas previsões sobre o desenvolvimento do setor.

O equilíbrio entre os fluxos físicos e contratuais, serviço prestado pela distribuidora e necessários para o bom funcionamento do serviço de distribuição propriamente dito, deve ser cuidadosamente regulamentado. A criação de câmara de compensação, mecanismos de incentivos e penalidades são instrumentos que devem ser desenvolvidos e aplicados afim de garantir o bom funcionamento do sistema.

Dois grandes agentes não são mencionados na Nota Técnica: os auto produtores e auto importadores. Sendo ainda muito obscuro para estes agentes as regras às quais eles estarão submetidos em relação aos serviços de distribuição e comercialização.



Sendo a Lei do Gás nova e central na definição das novas regras da indústria do gás, neste momento a ABRACE acredita ser crucial o desenvolvimento de fóruns propícios a discussão e definição das regras que possam responder aos inúmeros questionamentos sobre a base da regulação pontuada ao longo deste documento.

Assim sendo, a ABRACE acredita que seria prudente que este processo de revisão tarifária seja considerado provisório, e que após o estabelecimento dos aprimoramentos da metodologia de revisão, os valores e procedimentos estabelecidos no terceiro ciclo de revisão da COMGÁS sejam revistos.

Comentário 1: Informamos que todos os dados, incluindo cronograma previamente divulgado, fazem parte do processo de revisão tarifária, realizando audiência pública e plena divulgação de todos os materiais e dados no site da ARSESP.

Comentário 2 Não é aceita a proposta que seria prudente que este processo de revisão tarifária seja considerado provisório.

O processo de revisão tarifária, cujo foco é estabelecimento das tarifas dos serviços de gás canalizado que serão praticadas durante o próximo ciclo, teve sua metodologia inicialmente aplicada no 2º Ciclo Tarifário, agora aprimorada no âmbito da Audiência Pública nº 01/2009 para fins do 3º Ciclo Tarifário, conforme proposta divulgada nos termos da Nota Técnica nº RTM/02/2009 e contribuições recebidas da sociedade.

Trata-se de metodologia amplamente conhecida, parecendo-nos que as alterações propostas não justificam o estabelecimento de resultados provisórios, o que certamente acarretaria insegurança aos agentes e usuários dos serviços. Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente, se for o caso, em regulamentos específicos. Sem prejuízo deste detalhamento, as diretrizes e premissas aplicáveis ao processo de abertura de mercado estão divulgadas nesta Audiência Pública nº 001/2009.

4 ANACE – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE CONSUMIDORES DE ENERGIA

Comentário Geral: Os comentários apresentados compreendem simultaneamente as questões apresentadas pela ANACE na contribuição e apresentação na audiência pública.

4.1 PRAZO REDUZIDO PARA AS CONTRIBUIÇÕES

A ANACE, congratulando a ARSESP por essa oportunidade de manifestação, considera que os trabalhos elaborados guardam conteúdo técnico-jurídico de grande qualidade; no entanto, dada a complexidade do seu conteúdo, cabe, preliminarmente, registrar que o tempo concedido para análises pontuais e críticas, foi extremamente curto, o que pode prejudicar, na visão os consumidores, uma melhor contribuição para esse importante momento democrático.

Comentário 1: Os prazos estabelecidos estão inseridos dentro do cronograma previsto para a realização da Revisão Tarifária (Deliberação 44/2009).

4.2 ABERTURA DO MERCADO DE GÁS

No rol de seus objetivos sociais, a ANACE defende a implementação de um detalhado arcabouço regulatório que resulte na promoção e fortalecimento da competição dos setores industrial e comercial com relação ao acesso e aquisição de insumos energéticos. Nesta oportunidade, portanto, esta Associação pautará suas considerações na proposta relativa à abertura do mercado de gás no Estado de São Paulo, afirmando tratar-se essa matéria de



significativa importância para o País, principalmente às vésperas da promulgação da nominada Lei do Gás.

4.2.1 Usuários Livres a partir da data de abertura

Preliminarmente, apenas para registro, a ANACE lamenta a decisão adotada por ocasião da privatização das concessionárias de gás canalizado em 1999 com relação à manutenção da exclusividade do fornecimento aos consumidores comerciais durante todo o período da concessão, na medida que essa determinação acaba por limitar a abertura do mercado, reduzindo significativamente a competitividade do gás natural em face de demais combustíveis, cuja contribuição para o aquecimento global é muito maior, a exemplo do óleo combustível.

Comentário 1: Esta condição foi estabelecida no Contrato de Concessão.

4.2.2 Conveniência de imposição de restrições às participações cruzadas

Nada obstante, do detalhamento da metodologia da revisão tarifária objeto da Nota Técnica nº RTM/02/2009 verificamos que, dentre as principais premissas que devem reger a abertura do mercado de gás no Estado de São Paulo a partir de 2011, destacam-se dois aspectos que jamais devem ser relegados, quais sejam: a desverticalização da atividade de comercialização, com a separação jurídica e contábil das operações no âmbito das concessionárias, e a preservação da eficiência para a estruturação dos serviços em igualdade de condições a todos os usuários, sem discriminação ou estabelecimento de subsídios entre os diferentes serviços prestados.

A ANACE entende que a prevista desverticalização da atividade de comercialização de gás natural é fundamental para o fomento de um mercado competitivo. Nesse passo, algumas preocupações deverão ser tratadas no âmbito da regulação com vistas à impedir o domínio de mercado por agentes que, através de participações cruzadas, possam vir a abusar das práticas comerciais com evidente intuito de impedir a competição.

Desse modo, concordamos com a necessária avaliação de critérios para o exercício da atividade de comercialização, mas não após o início das operações, mas sim em tempo anterior à efetiva abertura do mercado, sendo mister, assim, a conveniência de imposição de restrições às participações cruzadas e demais mecanismos concorrenciais desde já.

Comentário 1: O entendimento da Agência é que a separação legal e operativa segundo o item 3.1.1.3 subitem 6 “Exigências e Restrições” fornece a suficiente garantia para uma conduta pró-competitiva no início do processo de abertura.

4.2.3 Impactos da abertura sobre as Tarifas aplicáveis aos Usuários do Mercado Regulado

Relacionada aos objetivos da abertura do mercado, de modo eficaz e eficiente, a ANACE requer a atenção dessa ARSESP para o estabelecimento de uma regulação que resguarde o segmento regulado dos possíveis impactos das concessionárias com a perda de seu mercado, prevenindo que respectivas perdas não sejam transferidas para as tarifas aplicáveis aos usuários residenciais, comerciais e potencialmente livres.

É sabido que a perda de mercado, com a redução da margem de comercialização foi, e até mesmo vem sendo argumentada ou, por vezes, adotada no setor elétrico como obstáculos para a migração. Nesse sentido, cabe o alerta para que não sejam criadas amarras ou mecanismos que importem a transferência de quaisquer impactos às tarifas ou metodologia aplicável ao mercado regulado.

Comentário 1: Concordamos em tese, mas ressaltamos que o mercado de gás não dispõe da estrutura do Mercado Elétrico, tais como: CCEE (liquidação de contratos), despacho centralizado (ONS), de forma que é preciso regulamentar questões adicionais para a eficácia da comercialização.



4.2.4 Cronograma de liberação

Com relação ao cronograma de liberação, especificamente aplicável ao caso da COMGÁS, nota-se que a ARSESP, tendo por competência fixar os requisitos de carga, acabou por ser pouco ousada, restringindo, em princípio, até a próxima revisão tarifária (2014), o universo de potenciais usuários livres àqueles que consomem 300.000 m³/mês na média do ano calendário anterior à data em que o consumidor pretende se tornar livre, sendo que essa liberação de volume anual não pode exceder a 20% do mercado Não Residencial e Não Comercial realizado em 2010, sendo este limite fixado em 10% para o primeiro ano.

Assim, considerando que a abertura do mercado prevista para 2011 teve por objetivo garantir o equilíbrio econômico das concessionárias à época da privatização, a imposição de limites ou restrições ao tamanho do mercado livre nesta oportunidade não é razoável.

Neste aspecto, propomos a revisão dos índices estabelecidos na Nota Técnica para tempo anterior ao ciclo tarifário de 2014, tendo em vista a provável expansão da oferta, não só com a introdução da exploração do pré-sal, mas também com a busca da ampliação de novos agentes na já mencionada Lei do Gás.

Ademais, a ANACE chama a atenção dessa ARSESP para o possível aumento do número de usuários que poderão contar com o suprimento na modalidade interruptível. Estes usuários, portanto, jamais poderiam valer-se do mercado livre no Estado de São Paulo por não virem ao longo do ano preencherem os requisitos de consumo mínimo imposto. Tal situação deve ser revista e avaliada pela Agência com vistas a ampliar o rol de potenciais usuários no mercado que se pretende abrir.

Alternativamente, a ANACE propõe o estabelecimento de um cronograma de liberação calcado em volumes ao longo do tempo, de forma a permitir a adequação do mercado às exigências da regulamentação.

Comentário 1: Entendemos que a nossa proposta é adequada. Lembramos que o setor elétrico atinge depois de 13 anos de regulação 25% do mercado. A modalidade interruptível ainda não é significativa podendo ser oportunamente disciplinada.

4.2.5 Pré-aviso

Louvando as regras propostas e aplicáveis à liberação do consumidor com relação à preservação dos contratos, a ANACE preocupa-se com a necessária comunicação pelo usuário de interesse na migração no prazo de dois anos anteriores à efetiva abertura sem que as regras e os possíveis comercializadores estejam plenamente definidos, o que gera muita instabilidade para a decisão empresarial.

Como solução mitigadora, a ANACE sugere que a denúncia, como ora prevista, seja suportada por um prazo de confirmação de 180 dias anteriores à data de migração.

Comentário 1: Na Nota Técnica, no caso de contratos assinados após o período de exclusividade, o usuário potencialmente livre pode apresentar o pré-aviso em 180 dias, antes do encerramento do contrato e desistir em 90 dias.

Comentário 2: A proposta é parcialmente aceita estabelecendo-se o prazo para desistência após o pré-aviso de dois anos decorridos 180 dias.

Comentário 3: A Agência esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.

Comentário 4: Conforme alertado na exposição da ARSESP durante a Audiência Pública, a agência disciplinou na Nota Técnica versão final, o conjunto de possibilidades associadas ao pré-aviso, desistência, exigências contratuais após 31/05/2009 e condições após o período de exclusividade.



4.2.6 Desistência

Outro fator a destacar com relação à matéria, recai sobre a interpretação a ser conferida aos casos de desistência da migração por parte do usuário.

Segundo a regra externada na Nota Técnica, na hipótese de o usuário desistir de migrar para o mercado livre depois de formalizada a denúncia, a concessionária de distribuição responsável por seu fornecimento terá a obrigação de mantê-lo atendido pelo prazo de dois anos, aplicando-lhe uma tarifa de gás que, alternativamente, decorra do (a) “preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado” ou (b) “preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado”, devendo prevalecer a fixação de tarifa cujo preço do gás encontra-se incluído no segmento tarifário do respectivo usuário sempre que haja comprovada disponibilidade pela Distribuidora que não comprometa o atendimento da expansão do mercado regulado.

Uma vez que as regras devem ser claras, e considerando que o mercado regulado abrange, também, o usuário potencialmente livre, ainda que este tenha querido migrar para o mercado livre, questionamos essa ARSESP sobre a motivação e fundamentação da obrigatoriedade do atendimento compulsório vir a ser firmada por apenas dois anos, esclarecendo-nos o que ocorrerá com esse usuário ao final do período, bem como, porque e de quem será a responsabilidade ou competência por fixar a “tarifa” aplicável à espécie, cujas regras de formação seriam distintas para o usuário desistente quando comparada ao mercado regulado.

Idênticas regras também estão previstas para o caso de retorno do usuário livre ao mercado regulado, cabendo, igualmente, melhor explanação de sua motivação e aplicação.

Comentário 1: Esta Agência entende que, no prazo mínimo de dois anos (ou um ano, como definido na Nota Técnica) o usuário tem a possibilidade de encontrar novas alternativas de fornecimento, com outros Comercializadores ou com a própria Concessionária. Observa-se que o usuário não fica desprotegido. Finalmente, o grau de fidelização é importante em mercados que iniciam sua liberação procurando por esta via a redução de taxas elevadas de migração que incrementariam os custos de fornecimento tanto para Comercialização como para o atendimento dos usuários regulados pela Concessionária.

Comentário 2: A ARSESP aprovará os procedimentos de repasse de forma transparente, na ocasião da sua aplicação resguardando os direitos e obrigações das partes.

4.2.7 Fornecedor de última instância

Outra questão de fundamental importância reside nas condições previstas para o papel da distribuidora como fornecedor de última instância. Conforme estabelecido na Nota técnica, duas diferentes situações devem ser tratadas.

A primeira delas cuida do atendimento em razão do descumprimento do contrato de comercialização, de modo que as partes devem adotar mecanismos de garantia e defesa de seus interesses, o que, obviamente é comum no mercado livre. No entanto, fica subentendido que a distribuidora assumirá o fornecimento e poderá repassar ao usuário os custos incorridos, o que não pode ser aceito sem o mínimo de critérios objetivos.

Noutra situação, quando o fornecimento poderá ser contingenciado, submete-se o fornecimento livre ao regramento da distribuidora local, o que, à vista da Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), também não poderá ser aplicado senão depois de definidas as regras do contingenciamento, principalmente quando prevista a transferência de custos aos usuários.

Comentário 1: Na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.



4.2.8 Faturamento

Com relação, ainda, às regras aplicáveis à abertura do mercado, a ANACE entende a preocupação da ARSESP com a disciplina a ser empregada ao sistema de faturamento e medição, tendo sido atribuída à distribuidora, num primeiro momento até que o mercado se estabeleça, a responsabilidade pela medição do consumo, cujas quantidades deverão ser informadas ao comercializador para o respectivo faturamento, juntamente com informações a respeito de outros encargos.

Todavia, duas críticas podem ser postas em face da sistemática adotada. Uma com relação às necessárias informações relativas ao faturamento; o rol externado na Nota Técnica resta perfeitamente adequado ao prestador de serviço público, sendo extremamente detalhado e desnecessário para o caso de comercialização de gás pelo vendedor comercializador, a merecer revisão. Outra com base na possibilidade de serem previstos "outros encargos" a serem faturados pelo comercializador por conta de informação do distribuidor, o que não se coaduna com a atividade de comercialização de gás, já que os encargos devem ser estabelecidos por lei, momento em que deverão ser fixadas as regras de seu recolhimento.

Comentário 1: Sobre as informações repassadas para fim de faturamento, estes são dados de pleno conhecimento dos Agentes, portanto, não trarão qualquer ônus adicional, evitando custos para obtenção destas informações ou de medições paralelas.

Também concordamos que quaisquer encargos devem ser instituídos por Lei, que lhes atribuirá a responsabilidade e competência para o recolhimento. O que é mencionado na Nota Técnica refere-se tão somente a informações necessárias a cada um dos Agentes à emissão das respectivas faturas ou outro documento pertinente.

4.2.9 Registro Contratos

No que respeita à base regulatória da atividade de comercialização, a ANACE pondera com essa ARSESP a real necessidade de serem apresentados à Agência os contratos de comercialização, principalmente quando envolvidos comercializadores independentes.

Tem-se presente que a medida se justifica para permitir a fiscalização da atividade de comercialização, o que é salutar para o setor. Todavia, uma vez que há a determinação de guarda dos referidos contratos pelos comercializadores pelo prazo de cinco anos, tornando eficaz a exigida fiscalização a qualquer tempo.

Por outro lado, a apresentação física dos instrumentos contratuais poderá constituir-se num obstáculo burocrático à abertura do mercado, impondo custos operacionais que, afinal, serão repassados aos usuários livres, sendo mister adotar-se mecanismos alternativos que não onerem o mercado.

Comentário 1: A apresentação dos contratos de comercialização por parte do Comercializador e não dos usuários facilitará o controle e a qualidade da fiscalização por parte da Agência.

Esta tarefa não irá onerar o usuário livre.

4.2.10 Lei do Gás

Finalmente, vimos acompanhando a tramitação do Projeto da Lei do Gás junto ao Congresso Nacional e como noticiado, referido texto foi submetido à sanção presidencial em fevereiro passado.

Coincidentemente, nesta data, foi publicada a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478,



de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências, sendo doravante tratada simplesmente por Lei do Gás.

De sua primeira análise na Câmara, nos idos de 2006, e depois no Senado, no curso de 2008, o projeto mereceu a alteração de significativos temas de interesse dos consumidores sob a alegação de inconstitucionalidade em face da invasão da competência dos Estados federados para a disciplinar os serviços locais de gás canalizado, causando evidente divergência entre os Agentes e os consumidores.

Fruto, assim, de um Acordo liderado pelo Ministério de Minas e Energia, envolvendo os Agentes da Indústria do Gás Natural, os consumidores, o Fórum de Secretários de Estado e a ABAR, contando com a oitiva da ANP, o projeto recebeu novas emendas no âmbito do Senado com a finalidade de afastar eventual alegação de inconstitucionalidade, sem perder de vista o necessário amadurecimento e crescimento do mercado.

Para a elaboração do referido Acordo, os Agentes e consumidores entenderam fundamental estabelecer princípios para a edição do marco legal do setor de gás natural, adotando como basilares o aumento da oferta de gás natural, com incentivo para a produção, auto-produção e importação; a transparência na tarifa de transporte; o livre acesso aos gasodutos de transporte e a formulação, pelo MME, de Plano Nacional de expansão da malha de transporte para um horizonte de 5 a 10 anos.

Com fulcro nessas premissas, foram introduzidos importantes conceitos no projeto de lei, como a definição de consumidor livre, de auto-produtor e auto-importador, prevendo-se que esses consumidores livres e agentes setoriais, de acordo com a legislação estadual local e aplicável, possam dispor da movimentação de gás natural através de gasodutos de distribuição, mediante remuneração dos custos de operação, manutenção e investimentos individualmente calculados.

Na hipótese de não haver interesse ou possibilidade de a concessionária de distribuição implantar o gasoduto necessário ao atendimento dos consumidores livres e agentes auto-produtores e auto-importadores, estes poderão providenciar a instalação da respectiva infraestrutura necessária, vindo a remunerar as concessionárias de distribuição pela operação e manutenção dos específicos gasodutos, mediante a estipulação de tarifas individualmente calculadas que não levarão em conta qualquer custo de investimento.

No entanto, ainda que prevista a figura do consumidor livre no Estado de São Paulo, verifica-se que nas regras propostas não foi atribuído qualquer tratamento a possibilidade de instalação, pelo usuário, da respectiva infraestrutura, constituindo essa tarefa em mais um desafio a ser objeto de minuciosa regulação.

Logo, estando em vigor a Lei do Gás, é certo que a legislação do Estado de São Paulo necessariamente deve atribuir regulação detalhada para os casos de movimentação de gás a cargo do consumidor livre, do auto-importador ou autoprodutor, como previstos na referida lei.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade



econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

4.2.11 BRR e o Ágio

No que diz respeito às questões contábeis relativas à estruturação tarifária, a ANACE requer atenção sobre a metodologia aplicável nos seguintes aspectos:

- *Incorporação do ágio do leilão de privatização na base de remuneração quando passado o período previsto para garantia do equilíbrio financeiro das concessionárias, sendo razoável supor-se sua eliminação de imediato.*

Comentário 1: A metodologia proposta na Nota Técnica nº RTM/02/2009/ARSESP para a determinação da base de remuneração regulatória líquida do próximo ciclo (3º CRT) considerará base tarifária do ciclo anterior (2º CRT), atualizada pelo IGP-M e consideradas as adições e baixas regulatórias necessárias e aplicada a depreciação. Esclareça-se que a base tarifária do ciclo anterior (2º CRT) teve como parâmetros o valor econômico mínimo e a margem máxima estabelecida à época da privatização (vide neste sentido, as Notas Técnicas nº 01/2003 e 03/2004). A ARSESP entende que metodologia ora proposta é aderente ao regime tarifário dos serviços, refletido no Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Gás Canalizado (Cláusula Décima Terceira, em especial Primeira e Oitava Subcláusulas).

4.2.12 Estrutura Tarifária

No que diz respeito às questões contábeis relativas à estruturação tarifária, a ANACE requer atenção sobre a metodologia aplicável nos seguintes aspectos:

- *Consideração do consumo diário para o cálculo do fator de carga, tendo em vista que consumo horário melhor retrataria a eficiência do uso do insumo e respectiva infraestrutura.*

Comentário 1: A Agência utilizará informações diárias de consumo associada à cada tipo de usuário para a determinação do fator de carga.

Este formato considera a factibilidade da implantação em curto prazo.

Comentário 2: A informação horária será solicitada para a conformação de um banco de dados para a implantação futura do encargo de capacidade.

4.2.13 Política de preços do gás natural justa e transparente junto aos produtores e transportadores

Por fim, com o objetivo de eliminar a enorme e significativa volatilidade dos preços do gás natural a ser comercializado no âmbito do mercado regulado, a ANACE recomenda que a ARSESP envide todos os seus esforços para o estabelecimento de uma política de preços do gás natural justa e transparente junto aos produtores e transportadores, diligenciando para a



implantação de uma conta gráfica, similar à adotada com êxito no Estado de São Paulo para o repasse dos custos aos usuários.

Comentário 1: Esta temática não é assunto da Nota Técnica.

5 ASSUNÇÃO – CONSULTORIA INSTITUCIONAL

Inicialmente parabeniza-se essa Agência Reguladora pelo brilhante trabalho desenvolvido ao longo destes anos, e pelo empenho nos estudos para a regulação do mercado livre para o gás natural no Estado de São Paulo.

Assim, no exercício da participação democrática e no aprimoramento da regulação encaminham-se para a avaliação de V.Exa. algumas ponderações considerando:

- i) a Lei Federal nº 11909 sancionada ontem pelo Presidente da República.*
- ii) a maior segurança jurídico-regulatória para todos os agentes (públicos e privados), e*
- iii) a possibilidade de minimizar eventuais conflitos de competência legislativa e regulatória. Assim, sugere-se, dentro das regras desta audiência que seja reexaminada:*

1. A indicação a que o Plano de Contingência se refere: se ao Estadual ou ao Federal.

Comentário 1: Sobre o Plano Contingência, esclarecemos que o assunto deixou de ser objeto da Nota Técnica.

2. A indicação a resolução de controvérsias pelo instituto da arbitragem pressupõe, por força da Lei de Arbitragem, que a sentença arbitral proferida pelos árbitros nomeados livremente pelas partes seja definitiva. Por isso, parece-nos, s.m.j. que a interferência da Agência Reguladora neste procedimento carece de respaldo na legislação.

Comentário 1: sobre a indicação à resolução de controvérsias, esclarecemos que por se tratar de questão regulada, a Agência decide, nesta fase inicial do processo de abertura de mercado, que na existência de conflitos será a mediação feita pelo Regulador.

3. A forte interferência regulatória na liberdade privada de contratar entre os Comercializadores e Usuários.

Comentário 1: A apresentação dos contratos de comercialização por parte do Comercializador e não dos usuários facilitará o controle e a qualidade da fiscalização por parte da Agência.

Esta tarefa não irá onerar o usuário livre.

4. A possibilidade de risco regulatório decorrente da caracterização da autorização "sempre em caráter precário" quando os estudos mais recentes sobre este instituto, após a criação das Agências Reguladoras, tendem a tratá-la com efeito vinculativo, ao prazo previsto no ato autorizativo. Se assim for aceito, a revogação da autorização exigiria justo motivo e abertura do devido processo administrativo, visando ao direito de defesa com mais segurança jurídica para os agentes autorizados, para os consumidores finais e para o Poder Concedente.

Em conclusão são estas as reflexões, sob a ótica jurídico-regulatória, que se entendem merecedoras de sua análise.

Comentário 1: sobre a possibilidade de risco regulatório decorrente da caracterização da autorização, concordamos que sempre cabe o contraditório, nos termos da disciplina aplicável.



6 CBIE

6.1 ABERTURA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO E O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

A atual estrutura da indústria de gás natural brasileira é atípica, não podendo ser comparada facilmente com a de outros países. Apesar da abertura setorial realizada em 1997, através da Lei 9478, a Petrobras continua sendo um monopolista de fato na produção, importação e comercialização de gás. A estatal é dominante no transporte e possui participação em 20 das 26 concessionárias estaduais de distribuição de gás existentes no país, além de ter uma posição importante na geração termelétrica e na petroquímica. A Petrobras detém, ainda, domínio do refino e importação dos derivados de petróleo que competem com o gás natural. Essa situação hegemônica da Petrobras tem poucos paralelos internacionais. Mesmo em países, como a França, Reino Unido, Argentina, que no passado tinham monopólios estatais que regiam a indústria do gás natural, o poder de mercado do agente estatal não se estendia por tantos segmentos como no caso da Petrobras.

No Brasil, a Lei 9.478/97 criou as bases para a abertura ao investimento privado dos segmentos de exploração, produção, processamento, transporte, importação e exportação de gás natural. Essa regulamentação adotou critérios que visavam introduzir concorrência no mercado de gás natural. A entrada de novos agentes nas atividades de exploração e de produção foi viabilizada mediante contratos de concessão, firmados após licitações promovidas pela ANP. No segmento de transporte ficou estabelecido a existência de acesso aos dutos por terceiros interessados mediante remuneração e negociação com os proprietários das instalações.

O tema do acesso às instalações de transporte foi regulamentado pela primeira vez em 1998, através da Portaria 169/98 da ANP. Nas duas ocasiões em que o acesso foi efetivamente requisitado, o pedido resultou em conflito entre as partes e acabou levando à intervenção da ANP. Após um longo e custoso processo de arbitragem, a decisão da agência foi favorável às empresas que requisitaram o acesso. Verificou-se, entretanto, que a portaria não era adequada para solucionar, de forma ágil e previsível, as pendências entre os agentes. Sem normas eficazes que garantam o acesso de terceiros as redes de gasodutos de transporte, desencoraja-se novos investimentos privados na exploração e produção de gás no país, o que inibe o avanço da produção doméstica. É importante chamar à atenção que desde 2003, quando se iniciou o primeiro mandato do presidente Lula ocorreu um esvaziamento da Agência Reguladora do Petróleo (ANP) e um maior fortalecimento da Petrobras. Isso conduz a perpetuação definitiva do monopólio da Petrobras na produção e comercialização do gás natural e coloca a expansão do energético na matriz energética totalmente dependente das decisões corporativas da estatal. Esse diagnóstico é que motivou a criação de uma Lei específica para o gás natural. Essa Lei se encontrava em discussão à quase quatro anos no Congresso Nacional e no final de 2009 foi aprovada e agora espera sanção do presidente da república. Não há dúvida que a aprovação desta Lei significará um avanço no setor de gás natural, dado que dará maior segurança legal e regulatória incentivando assim a entrada de novos players na produção e transporte de gás no Brasil. Entretanto, como o texto da Lei prevê fases de transição, as transformações a serem promovidas pela nova legislação nas atuais características do mercado de gás demorarão de 5 a 10 anos para surtir os efeitos desejados.

A situação atual de monopólio da Petrobras na produção, na importação, no transporte e na comercialização do gás natural e a demora que ocorrerá para que nova Lei corrija as atuais distorções do mercado acabam dificultando a abertura nos estados neste momento, sem que haja uma fase de transição. Para que os potenciais clientes livres encontrem fornecedores, é imprescindível que existam condições de concorrência adequadas nos níveis superiores da cadeia (produção), com distintos produtores e/ou importadores e livre acesso ao transporte, possibilidade de armazenamento, e/ou sistemas para a recepção e distribuição de Gás Natural Liquefeito (GNL).



Nesse sentido, a atual situação do mercado de gás natural no Brasil nos coloca diante de uma série de desafios que precisam ser levados em conta no momento que se elabora as regras para a abertura do mercado em São Paulo. No upstream, depois da descoberta do pré-sal, na prática, promoveu-se um fechamento do mercado, através da retirada das áreas do pré-sal na nona rodada e da ANP apenas oferecer áreas em terra na décima rodada. Isto comprometerá a produção futura de petróleo e gás natural por parte das empresas privadas, o que significa adiar a presença de um maior número de produtores de gás natural. Nesse momento existe uma Comissão Interministerial discutindo as alterações que poderão ser feitas no marco legal do segmento de upstream. Contudo, parece que a tendência é que as recomendações da Comissão Interministerial vão na direção de um maior intervencionismo do estado brasileiro e um fortalecimento da posição da Petrobras. No segmento de transporte e comercialização vamos aguardar os possíveis efeitos da Lei do Gás, no sentido de promover novos investimentos e atrair novas empresas. De toda forma ainda é preciso regulamentar a Lei do Gás e aguardar que passe a fase de transição de 10 anos. Outro obstáculo a abertura do mercado nos estados é a política de preços nada transparente para o gás nacional por parte da Petrobras. A atual política que estabelece uma parcela fixa e uma variável é uma caixa preta, na medida, que não separa o preço do transporte do da commodity. Além do mais, afirmar que a parcela fixa será utilizada para investimentos em transporte é no mínimo esquisito. Primeiro: não existe uma fiscalização se esses recursos irão para investimento em malhas de transporte. Segundo: só uma empresa com poder de monopólio consegue antecipar recursos antes de realizar os investimentos, que deveriam ser pagos através da tarifa de transporte.

Não resta dúvida que essas características da indústria do gás natural no Brasil foram levadas em conta na Nota Técnica RTM/02/2009 elaborada pela ARSESP. Entretanto, é preciso muita cautela para que não se promova uma política de abertura que irá estender o monopólio da Petrobras até o consumidor final. Nesse sentido, compartilhamos com a ARSESP, quando no cronograma de entrada ao mercado livre impõe que os volumes a serem liberados anualmente, não excedam 20% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior a 31 de maio de 2011, exceto no primeiro ano no qual o limite será de 10%. Ficamos preocupados com o estabelecimento do direito a ser consumidor livre aquele que consumir pelo menos 3000.000 metros cúbicos de gás natural por mês, na média do ano do calendário anterior a data a partir do qual o usuário se tornará livre. Achamos temerário estabelecer um consumo tão baixo num mercado onde existe um monopolista do porte da Petrobras a montante da indústria do gás e com isso pode-se tornar um comercializador imbatível. No setor elétrico, mercado muito mais maduro que o de gás natural, onde existem diversos produtores e transportadores, ainda só pode ser consumidor livre aquele que consumir 3000 Mw e estar ligado a uma rede de 69 Kv. Agora que quase 30% da energia elétrica comercializada no SIN esta no mercado livre passou-se a considerar a possibilidade de abaixar essas barreiras. Outra preocupação é com a definição das tarifas pelo acesso e uso do sistema de distribuição. As tarifas devem permitir recuperar os custos de distribuição que são enormemente superiores aos de comercialização. No Rio de Janeiro, por exemplo, a agência reguladora fixou em 100% a margem de distribuição das concessionárias locais. Deixar a atividade de medição sob a responsabilidade da concessionária, também foi uma medida acertada da ARSESP.

A política de abertura de mercado é sempre bem-vinda, pois promove a concorrência, incentiva novos investimentos e protege o consumidor. Entretanto, existem setores na economia, em particular, aqueles onde existem as chamadas indústrias de rede que exigem pré-condições, bastante particulares, para que se promova a abertura de mercado. Esse é o caso da distribuição de gás natural nos estados brasileiros, em particular, no de São Paulo onde está sendo discutida a abertura do mercado da Comgás.

Comentário 1:Concordamos com sua apresentação da necessidade de cautela no processo de abertura, dadas as condições iniciais em que se encontram a indústria brasileira de gás, particularmente a elevada concentração da oferta no upstream, ou seja, um processo de abertura deve ter (como expõe a Nota Técnica), objetivos de curto, médio e longo prazo. Por outro lado, o cronograma de crescimento para o tamanho do mercado livre, disposto para a abertura, permite ir avaliando seus resultados sem comprometer todo o processo. É função da agência reguladora disciplinar o processo de



abertura, sinalizando ao *upstream* a real existência de condições de acesso ao mercado. A concessão tem uma vigência inicial de 30 anos renovável por mais 20 anos e, durante este período, é possível que as condições venham a se tornar mais favoráveis para a competição.

Comentário 2: Entendemos que o volume mínimo - 300.000 m³ mensais - para o acesso ao mercado livre é um valor adequado que permite ir construindo o mercado. Além disso, se estabelece que o tamanho do mercado livre, para os três anos, não deve superar 30% do mercado de usuários potencialmente livre.

Comentário 3: As tarifas por uso do sistema de distribuição permitirão a recuperação dos custos de distribuição, separando-se previamente os custos de comercialização, como expostos na Nota Técnica versão final.

7 COMGÁS

7.1 ITEM 3.1.1.2 NT: DIRETRIZES DO MODELO PROPOSTO PARA A ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO

7.1.1 Agentes Habilitados para o Exercício da Atividade de Comercialização. (Item 3.1.1.2, subitem “ii” 2; pág. 17)

O Comercializador deve ser pessoa jurídica criada exclusivamente para o exercício das atividades de comercialização de gás no Estado de São Paulo (também denominada sociedade de propósito específico), distinta do Usuário Livre e também da Concessionária

Nesse sentido, a previsão de “separação legal” prevista nesse item da Nota Técnica pode transmitir a idéia de que prevaleceria somente em relação a Comercializadores instituídos pela Concessionária, e não a todo e qualquer Comercializador que queira atuar no Estado de São Paulo

Proposta COMGÁS: Na definição dos requisitos necessários ao exercício da atividade de comercialização, sugerimos deixar mais clara a obrigação de constituir sociedade de propósito específico

Comentário 1: A separação legal é exigida a todas as empresas Comercializadoras. No caso de Comercializadoras afiliadas à Concessionária é requerida adicionalmente a separação operacional. Isto está explicitado no item 3.1.1.3 subitem a); 6 “Exigências e restrições” desta Nota Técnica.

É aceita a proposta se constituir sociedade de propósito específico para comercializar gás, mas não é aceita a restrição de atuação exclusiva no Estado de São Paulo.

7.1.2 Alcance da Atividade de Comercialização. (item 3.1.1.2, subitem “iv”, pág. 17)

O alcance da atividade de Comercialização de gás, em conformidade com o disposto no Decreto nº 43.889/99, deve estar restrito às atividades de compra e venda de gás canalizado para Usuários Livres, ficando a cargo do Comercializador contratar com terceiros a compra de gás e transporte, até o ponto de recepção (city gate), em montante correspondente a 100% dos contratos de comercialização para Usuários Livres por ele assinados

Em nenhuma hipótese, poderá o Usuário Livre exercer atividade de Comercialização, ainda que para auto-consumo, devendo ele necessariamente adquirir gás (i) do Comercializador, no âmbito do Mercado Livre ou (ii) da Concessionária, no âmbito do Mercado Regulado (observado que, nessa hipótese, ele não se qualificará como livre, mas potencialmente livre).



Proposta COMGÁS: Na definição de “Usuário Livre” ou “Usuário Potencialmente Livre”, sugerimos a seguinte redação:

“Usuário Potencialmente Livre: Usuário, pessoa física ou jurídica, excluídos consórcios ou reunião de Usuários, com consumo, por Ponto de Entrega, superior ao mínimo estabelecido neste Regulamento, que tem a opção de adquirir os serviços de Comercialização de gás canalizado de um Agente de Comercialização, na forma deste Regulamento;”

Comentário 1: A definição de Usuário Livre está contida no Regulamento de Concessão, Decreto 43.889, Artigo 2, item XIX.

Sem prejuízo do aperfeiçoamento da regulamentação, Usuário Potencialmente Livre é aquele que está sendo atendido no mercado regulado e ainda não pode exercer a condição de livre, devido a não atender os requisitos estabelecidos no cronograma de abertura.

Observamos que os novos usuários que atendam as condições para se tornarem livres segundo este regulamento poderão exercer esta condição desde o início.

Comentário 2: Concordamos que deverão ser excluídos consórcios ou reunião de Usuários devendo-se considerar cada Ponto de Entrega, de acordo com os volumes mínimos estabelecidos na Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.

A Nota Técnica indica no item 3.1.1.2 subitem i) que o Usuário Livre poderá ser atendido pelas próprias Concessionárias ou pelos Comercializadores.

7.1.3 Sub-atividades de Medição e Faturamento. (item 3.1.1.2, subitem “vi”, nota derodapé nº 6, pág. 19)

Entendemos que é indispensável à adequada prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado e elemento indissociável de tais atividades que a Concessionária tenha a exclusividade na operação do sistema de distribuição, incluindo o sistema de medição associado

Nesse sentido, não há que se falar que, “à medida que se consolide o Processo de Abertura, se poderá avaliar a viabilidade de que o Comercializador possa encarar esta tarefa, como serviço regulado ou desregulado, ou mais ainda, abrir esta atividade a concorrência, possibilitando a entrada de novos participantes.”

Proposta COMGÁS: Sugerimos a clara delimitação das atividades de operação e manutenção do sistema de medição como de exclusiva responsabilidade da Concessionária, conforme segue:

“ É de exclusiva responsabilidade da Concessionária a operação e manutenção do Sistema de Distribuição, inclusive toda movimentação de Gás por meio do referido Sistema, assim como do respectivo Sistema de Medição da Concessionária.”

“Sistema de Medição: elementos primários e secundários de medição de vazão, temperatura e pressão e, caso existam, conversores, transmissores, computadores de vazão, integradores e registradores, situados na EMRP;”

Comentário 1: Mantêm-se o disposto no item 3.1.1.2 subitem VI da Nota Técnica.

7.1.4 Cronograma de Entrada ao Mercado Livre. (item 3.1.1.2, subitem “vii”, pág. 20)

7.1.4.1 Volume Mínimo de Consumo por Ponto de Entrega

Como bem apontado pela ARSEP, a abertura da comercialização de gás no Estado de São Paulo é um processo lento e gradual, que deve se consolidar ao longo do tempo à medida em



que se verifiquem condições sustentáveis e competitivas para o exercício dos serviços de comercialização a Usuários Livres.

Nesse sentido, é importante que se estabeleçam regras graduais para a referida abertura, que levem em consideração, inclusive, o portfólio e perfil de usuários da Concessionária, a atual concentração econômica no mercado brasileiro de upstream e transporte, e outros precedentes existentes no País, como é o caso do Estado do Rio de Janeiro, que recentemente regulamentou a abertura do mercado de comercialização de gás para Usuários Livres por meio da Deliberação AGENERSA nº 258/08

Proposta COMGÁS: Sugerimos que seja estipulado um consumo habitual, nos últimos 2 (dois) anos, correspondente ao volume mínimo de 3.000.000 m³/mês, por ponto de entrega para cada usuário, como condição para o exercício da opção de tornar-se livre.

Entendemos que os atuais 300.000 m³/mês não estão adequados à atual situação do mercado de comercialização de gás, tanto no âmbito do Estado de São Paulo como em âmbito nacional, e em especial ao mercado de usuários da Comgás. Ainda, no que se refere a novos usuários que ainda não são usuários da Concessionária e, nesse sentido, não tenham histórico de consumo, sugerimos que seja previsto volume de consumo mínimo de 100.000 m³/dia (cem mil metros cúbicos por dia) por prazo mínimo de 5 anos de vigência.

À medida que se desenvolva o mercado de comercialização de gás, pode-se avaliar a possibilidade de diminuição desse valor para mínimo de 500.000 m³/mês, perfil de consumo consistente com outros parâmetros regulatórios aplicáveis a grandes usuários da Concessionária.

Comentário 1: Mantêm-se o patamar estabelecido no item 3.1.1.2 subitem VII da Nota Técnica de 300.000 m³/mês compatível com o estágio de maturidade da indústria do gás no Estado de São Paulo. Entende-se que desta forma se libera um número adequado de usuários nos vários segmentos potencialmente livres.

Comentário 2 No caso proposto pela COMGÁS do patamar de 3.000.000 m³/mês, só seriam liberados pouquíssimos usuários.

Comentário 3 Não é aceita qualquer diferenciação de volumes e prazos para novos usuários.

7.1.4.2 Percentagem do volume total vendido a usuários não-residenciais e não-comerciais

Entendemos que a estipulação de percentagem anual máxima para migração do Mercado Regulado para o Mercado Livre, em relação ao volume total vendido a usuários não-residenciais e não-comerciais no ciclo anual 2010/2011, é um importante indicador para a abertura gradual e ordenada do mercado. Todavia, as regras para alocação de capacidade disponível para consumo livre entre o conjunto de usuários interessados em exercer tal opção, a cada ano, precisam ser detalhadas

Proposta COMGÁS: Sugerimos que, a cada ano, a capacidade máxima de distribuição disponível para que consumidores cativos migrem para o Mercado Livre seja alocada entre os usuários “potencialmente” livres por ordem de prioridade do recebimento, pela Concessionária, da notificação de exercício da opção de Usuário Livre.

Ainda, é importante excluir de tal limitação anual o segmento termelétrico, em função de seu perfil de consumo característico, que não se enquadra na regra prevista acima. Com efeito, os consumidores termelétricos poderiam migrar para o Mercado livre a qualquer momento, independentemente da observância de quaisquer limites, respeitadas apenas suas obrigações assumidas nos contratos em curso com a Concessionária, pelo respectivo termo de vigência

Sugerimos também que, para um melhor entendimento da proposta, a Arsesp altere a



redação do item ii), conforme segue:

ii) Que os volumes totais vendidos no Mercado Livre, não deverão exceder a:

- 10% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior (2010) entre 31 de maio de 2011 a 30 de maio de 2012;
- 20% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior (2011), entre 31 de maio de 2012 a 30 de maio de 2013;
- 20% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior (2012), entre 31 de maio de 2013 a 30 de maio de 2014.

Comentário 1: A Agência considerando as ponderações efetuadas e os limites estabelecidos nos correspondentes Contratos de Suprimento vigentes reduz o valor total a ser liberado até a próxima Revisão Tarifária, para 30% do volume total do mercado potencialmente livre (Não R e Não C), no ano de 2010, de acordo com o cronograma estabelecido na Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.

Comentário 2: Aceita-se excluir da limitação do volume total a ser liberado, o segmento termelétrico. Observamos que em qualquer caso, os prazos limites para o pré-aviso de liberação, são aqueles estabelecidos na Nota Técnica RTM/02/2009 versão final, independente de cláusulas contratuais específicas.

Comentário 3: Aceita-se o mecanismo de migração para o Mercado Livre, conforme a ordem de prioridade do recebimento, pela Concessionária, devendo para isto, implementar um registro público e transparente das solicitações.

7.1.5 Manifestação do Usuário para tornar-se livre - Respeito aos Contratos em Curso.(item 3.1.1.2, subitem “vii. págs. 20-22)

O Usuário que desejar exercer a opção de tornar-se livre, nos termos da regulamentação a ser editada pela ARSESP, deve, a par da notificação com antecedência mínima de 2 (dois) anos, observar o prazo de vigência previsto no contrato de serviços de distribuição de gás canalizado do qual é parte com a Concessionária ou, alternativamente, as penalidades ou compensações pelo término antecipado do contrato

O fato de a Sub-cláusula Oitava da Cláusula Quinta do Contrato de Concessão da Comgás estabelecer prazo mínimo de dois anos de antecedência para envio à Concessionária de notificação de exercício da opção de Usuário livre não significa que tal Usuário não deve observar demais prazos e condições pactuados no contrato com a Comgás.

Pelo contrário, o Contrato de Concessão apenas prevê antecedência mínima de dois anos, e não máxima, possibilitando, dessa forma, que antecedência superior a esse período seja estabelecida, quando necessário para dar cumprimento aos contratos já vigentes com a Concessionária, ressalvado o direito de o usuário encerrar antecipadamente o contrato, mediante pagamento das verbas rescisórias aplicáveis, necessários à recuperação dos investimentos da Concessionária

Adicionalmente, a observância do prazo previsto nos contratos já celebrados com a Concessionária e ainda vigentes decorre de princípios basilares do ordenamento jurídico brasileiro, constitucionalmente garantidos, quais sejam, o respeito ao ato jurídico perfeito e o princípio da segurança jurídica, os quais devem ser observados no caso em pauta.

Caso determinado Usuário queira, sem prejuízo do acima exposto, rescindir o contrato com a Concessionária, então nessa hipótese ele deverá arcar com as penalidades por rescisão e



demais encargos contratuais previstos no próprio contrato para a hipótese de término antecipado.

Excepcionalmente, caso o prazo do contrato seja indeterminado, então aplica-se a antecedência mínima de 24 meses.

Proposta COMGÁS: Sugerimos que seja respeitado o princípio de vinculação aos contratos já celebrados com a Concessionária, devendo-se cumprir os prazos nele previstos, observada a antecedência mínima de 2 (dois) anos prevista no Contrato de Concessão, independentemente se o contrato de fornecimento no Mercado Regulado tenha sido assinado antes ou depois da data de encerramento do período de exclusividade (DEE).

Comentário 1: Os prazos e condições de exclusividade dos serviços de gás canalizado devem observar o disposto nos Contratos de Concessão e também nas normas da Agência Reguladora, que tem a atribuição de regulamentar tais prazos e condições, nos termos do §1º. do art. 23 e do art. 47 do Decreto 43.889/1999.

O prazo de pré aviso estabelecido nos Contratos de Concessão (ex: Oitava Subcláusula da Cláusula Quinta dos Contratos de Concessão) visa assegurar que usuários atendidos pela distribuidora durante o período de exclusividade para a comercialização de gás canalizado (contratos vigentes) emitam aviso com antecedência de 2 anos para migrar do mercado regulado para o mercado livre. Essa disposição contratual tem por finalidade evitar que a abertura do mercado, com a migração de usuários já atendidos pela distribuidora, ocorra de forma abrupta, prejudicando o planejamento de mercado das distribuidoras, ou seja, permite compatibilizar os volumes a serem descontratados com os volumes estabelecidos nos contratos de suprimento de gás.

A disposição acima, referente ao pré aviso de 2 anos, não alcança usuários que venham a celebrar contratos depois da data de abertura do mercado, nem os aditivos de prazos de contratos em vigor que sejam efetuados após a abertura de mercado. Eventuais aditivos de prazo aos contratos vigentes a serem firmados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 não alterarão a data vigente de vencimento do contrato para fins de pré-aviso de dois anos, ou seja, o usuário deve cumprir o prazo vigente do contrato e, na extensão do prazo contratual, poderá se tornar usuário livre desde que tenha se manifestado com o pré-aviso de dois anos antes.

Novos contratos ou contratos com novos usuários assinados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 devem atender ao pré-aviso de dois anos para os usuários se tornarem livres, entretanto não devem condicionar o cumprimento dos períodos de pré-aviso de dois anos ao prazo de encerramento contratual. Nestes casos, o usuário somente poderá se tornar livre quando cumpridos, no mínimo, dois terços do prazo contratual.

Usuários Existentes com Contratos Vigentes:

O pré aviso de 2 anos deve ser efetuado em relação à data de migração, devendo ser observado o seguinte:

- Contratos com encerramento entre 31/05/2009 e 31/05/2011: o contrato deve vigorar, no mínimo, pelo prazo necessário ao decurso de 2 anos do pré aviso, mediante o necessário termo aditivo de prazo.
- Contratos com encerramento depois da abertura do mercado: o usuário deve observar o prazo remanescente de seu contrato.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 6 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.
- Desistência depois de transcorrido 6 meses do pré aviso: a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo remanescente do contrato e por um



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

período adicional de 1 ano, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:

- i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
- ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.

Usuários Novos com Contratos Regulados:

Os usuários que celebrarem contratos no mercado regulado a partir de 31/05/2011, e que desejarem optar pelo mercado livre no curso da vigência do seu contrato regulado, deverão emitir pré aviso de 6 meses em relação ao término do contrato. Essa regra também se aplica aos aditivos de prazos dos contratos regulados de usuários existentes que sejam formalizados após a abertura de mercado.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 3 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.
- Desistência após 3 meses: a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo adicional de 6 meses, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:
 - i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
 - ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.

As diretrizes colocadas, que devem ser observadas pelas distribuidoras e usuários a partir de 31/05/2009, atendem aos princípios da segurança jurídica e da razoabilidade e, ao mesmo tempo, incentivam a competitividade no contexto da abertura de mercado.

7.1.6 Observância da Antecedência Mínima de 2 (dois) Anos em qualquer Hipótese.

A teor do Contrato de Concessão e sob o risco de gerar um desequilíbrio econômico da concessão, a notificação exigida para conversão ao Mercado Livre deve observar, invariavelmente, a antecedência mínima de 2 (dois) anos, independentemente de quaisquer outros fatores, salvo renúncia expressa da Concessionária, a ser considerada caso a caso.

Assim, se o contrato de fornecimento no âmbito do Mercado Regulado em curso entre o Usuário e a Concessionária tiver previsão de encerramento antes do decurso de 2 (dois) anos, ainda nessa hipótese o usuário não terá direito de reduzir a antecedência requerida ou dela eximir-se. Naturalmente, poderá prorrogar o seu fornecimento oriundo da Concessionária até a data em que, cumprida a antecedência mínima de 2 (dois) anos, esteja apto a converter-se ao Mercado Livre.

Só não estará sujeito à referida antecedência o novo usuário, assim entendido aquele até então não atendido pela Concessionária e sem qualquer contrato de fornecimento de gás vigente, haja vista que, nessa hipótese, pretendendo o novo usuário ingressar desde o princípio no mercado livre, não há que se falar em conversão ou migração do usuário de um



regime a outro, mas em admissão de novo usuário já sob o novo regime. De qualquer forma, aplicar-se-lhe-ão as demais regras referentes à sua ligação ao Sistema de Distribuição e capacidade disponível, inclusive no que diz respeito aos investimentos porventura necessários e demais prazos e condições previstos na regulamentação vigente (ex., Contrato de Concessão e Portaria CSPE 160).

Adicionalmente, sugerimos que, dentro de 6 (seis) meses a contar do envio, pelo usuário, da notificação exigida para conversão ao Mercado Livre, que tal usuário tenha a obrigação de (i) obter a aprovação prévia e homologação do Contrato de Comercialização junto à ARSESP, nos termos a serem previstos na regulamentação e (ii) celebrar junto com a concessionária o contrato de uso do Sistema de Distribuição.

O não cumprimento dos itens (i) e (ii) acima dentro do prazo de 6 (seis) meses a contar da notificação para conversão ao Mercado Livre importaria na necessidade de o usuário enviar nova notificação à Concessionária, com antecedência de 24 (vinte e quatro) meses de antecedência da data prevista para o início do serviço de distribuição, tornando-se automaticamente ineficaz a notificação anteriormente enviada. Tal consequência justifica-se por razões de segurança e planejamento dos serviços de distribuição, uma vez que contém regras claras acerca dos passos necessários para migração ao Mercado Livre e ressalta a obrigatoriedade de aprovação, pela ARSESP, do Contrato de Comercialização, que deverá refletir as cláusulas essenciais previstas na regulamentação.

Proposta COMGÁS. Com base no todo acima exposto, recomenda-se, adicionalmente à necessidade de observância da antecedência mínima de 2 (dois) anos ou 24 (vinte e quatro) meses.....”

Comentário 1: Ver comentário do item anterior

7.1.7 Direito do Usuário Retornar ao Mercado Regulado. (item 3.1.1.2, subitem “vii”,pág. 22)

A notificação para exercício da opção de Usuário Livre deve ser irretratável, ou seja, uma vez enviada à Concessionária, o Usuário Livre terá exercido sua opção de Usuário Livre, somente podendo retornar ao Mercado Regulado mediante o cumprimento de algumas condições pré-estabelecidas, como previstas abaixo, o que inclui: (i) notificação com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) meses da data solicitada para retorno à Comercialização de gás no Mercado Regulado (salvo se total ou parcialmente renunciada pela Concessionária); (ii) disponibilidade de gás e (iii) possibilidade econômica e técnica da prestação (neste último caso tal como mencionado na Nota Técnica).

Não havendo disponibilidade de gás, ou não estando satisfeitas as demais condições para retorno à condição de Usuário Cativo, a Concessionária fica desobrigada de atender a tal usuário, não se responsabilizando por tal fato.

Proposta COMGÁS. Conforme exposto acima, sugerimos o quanto segue:

“ A notificação para exercício da opção de Usuário Livre é irretratável. O Usuário Livre somente poderá reconverter-se para a condição Usuário Cativo mediante cumprimento do disposto abaixo, salvo se aceito antecipadamente pela Concessionária, a seu exclusivo critério.

A Concessionária deve restabelecer a Comercialização de Gás ao Usuário Livre que desejar retornar à condição de Usuário Cativo, devendo ser observadas as seguintes condições:

- i) o Usuário Livre deverá notificar a Concessionária com 24 (vinte e quatro) meses de antecedência da data solicitada para retorno à Comercialização de Gás em regime de serviço público, salvo aceitação de prazo inferior, a critério da Concessionária;



- ii) *deve haver disponibilidade de Gás para entrega ao Usuário, assegurada a prioridade de atendimento aos Usuários Cativos sobre Usuários Livres que desejem retornar à condição de Usuários Cativos;*
- iii) *o Usuário Livre deverá cumprir integralmente com o Contrato de Distribuição;*
- iv) *observância ao princípio da preservação do equilíbrio econômico-financeiro da Concessão e*
- v) *o retorno do Usuário Livre à condição de Usuário Cativo não deverá acarretar onerosidade aos demais Usuários Cativos."*

Ainda, para melhor precisão terminológica, rogamos cuidado para a utilização do termo "fornecedor" indistintamente dos termos "Concessionária" e "Comercializador". Ao invés do termo "fornecedor", sugerimos utilizar, caso a caso, Concessionária ou Comercializador

Comentário 1: *As exigências propostas pela Concessionária são consideradas excessivas, já que, caso não haja viabilidade econômica ou técnica de fornecimento, não existe a obrigação da Concessionária atender o solicitante no Mercado Regulado.*

Mantém-se a proposta do item 3.1.1.2 subitem VII da Nota Técnica RTM/02/2009 versão final. A proposta da Agência visa equilibrar e zelar pela proteção do usuário e o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

7.1.8 Concessionária como Fornecedor de Última Instância (item 3.1.1.2, subitem "vii",pág. 23)

O emprego da expressão "Fornecedor de Última Instância" pode causar confusão e desentendimento em relação ao escopo da atuação da Concessionária no âmbito da abertura do mercado de comercialização de gás para Usuários Livres, razão pela qual sugerimos que referida expressão não seja empregada na proposta de regulamentação do livre acesso.

De fato, a expressão pode sugerir a idéia de que a Concessionária estará sempre apta e obrigada a fornecer gás ao Usuário Livre, quando, via de regra, esse não será o caso, pois a Concessionária deve planejar e desenvolver suas atividades de aquisição de gás com foco no atendimento dos usuários cativos, que, dentro do regime de serviço público, gozam das prerrogativas de continuidade e adequação do serviço, além da modicidade de tarifas.

Impor à Concessionária a obrigação de atender emergencialmente qualquer Usuário Livre que tenha frustrada a sua comercialização de gás significaria impor elevado risco à concessão e ao Mercado Regulado, salvo se a Concessionária tivesse o direito de manter reserva contratual adicional de gás, sendo remunerada para tanto, hipótese em que tal condição, embora reduzindo o risco ao sistema, representaria custos e ônus adicionais a serem repassados aos usuários livres.

Nos termos do contrato de uso do sistema de distribuição a ser celebrado com a Concessionária, o Usuário Livre somente deve retirar as quantidades previamente programadas junto à Concessionária, garantindo, adicionalmente, que as quantidades por ele solicitadas junto à Concessionária, no Ponto de Entrega, correspondem às mesmas quantidades por ele programadas junto ao Comercializador, no Ponto de Recepção.

Caso haja algum desbalanço entre referidas quantidades, o Usuário livre deve arcar com todas as penalidades pela retirada a maior (ou a menor), sem prejuízo do direito da Concessionária de interromper a entrega de gás para referido usuário.

Excepcionalmente, o Usuário Livre poderá solicitar da Concessionária o fornecimento de gás, em bases interruptíveis, ficando, todavia, a livre critério da Concessionária, havendo disponibilidade técnica e econômica, atender a referido pedido.



Proposta COMGÁS. Com base no acima exposto, propomos o quanto segue:

“ O Usuário Livre, solidariamente com seu Agente de Comercialização, deverão garantir que o Usuário Livre possuirá, na ocasião da disponibilização do Gás, no Ponto de Recepção, nos termos do Contrato de Distribuição, título legítimo e direito em relação ao Gás entregue. O Usuário Livre deverá, ainda, indenizar a Concessionária por eventuais danos sofridos em decorrência de litígios em relação à titularidade desse Gás.

Parágrafo Primeiro. Se a titularidade ou o direito do Usuário Livre de entregar Gás, nos termos deste Regulamento, for objeto de questionamento, mediante reivindicação formal ou qualquer disputa, a Concessionária poderá suspender o Serviço de Distribuição prestado ao Usuário Livre até a ocasião em que a reivindicação ou ação formal seja solucionada. Nessa hipótese, a Concessionária poderá, a seu exclusivo critério, e mediante solicitação por escrito do Usuário Livre, distribuir ou fornecer Gás, em bases interruptíveis, ao Usuário Livre, até que seja solucionada a disputa acima referida, desde que o Usuário Livre se comprometa a isentar ou manter a Concessionária indene de quaisquer reivindicações, ações formais ou quaisquer perdas ou prejuízos decorrentes dessa distribuição ou fornecimento, aplicando-se, com relação ao Gás de titularidade da própria Concessionária, a tarifa de serviço público aprovada pela ARSESP.

Parágrafo Segundo. Sem prejuízo do disposto acima, o Usuário Livre e o Agente de Comercialização manterão a Concessionária indene de quaisquer reivindicações, ações formais ou quaisquer perdas ou prejuízos decorrentes de qualquer questionamento, reivindicação formal ou disputa quanto à titularidade ou direito do Usuário Livre de entregar e receber Gás.

Parágrafo Terceiro. A titularidade do Gás recebido pela Concessionária do Usuário Livre, no Ponto de Recepção, não será transferida à Concessionária, permanecendo sob a titularidade do Usuário Livre, observado o disposto neste Regulamento e as Regras de Alocação.”

Comentário 1: Na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.

7.1.9 Pautas Padrões para a Contratação do Acesso à Rede de Distribuição (item 3.1.1.2, subitem “viii”, págs. 23-24)

Concordamos sobre a relevância de se fixar pautas padrões (modelos de contrato padrão) para a contratação dos serviços de uso do Sistema de Distribuição pelo Usuário Livre, as quais deverão ser aprovadas pela ARSESP.

Proposta: Sugerimos que seja previsto prazo específico para que cada uma das Concessionárias atuantes no Estado de São Paulo apresente à ARSESP minuta do contrato padrão de uso do Sistema de Distribuição pelo Usuário Livre, a vigorar na respectiva área de concessão.

No que se refere à Tabela 2 - Modelos de Contratos - Uso do Sistema de Distribuição, sugerimos a inclusão de item obrigatório acerca da submissão às condições gerais e demais regulamentação vigente para os serviços de distribuição e comercialização de gás, inclusive no que se refere a regras de programação e alocação do gás.

Comentário 1: A Agência determinará o Contrato Modelo para o Uso do Sistema de Distribuição por meio de Deliberação específica.

Comentário 2: É aceita a sugestão de inclusão no Contrato Modelo do item obrigatório sobre a submissão às condições gerais e a regulamentação vigente para os serviços de distribuição e comercialização de gás.



7.1.10 Flexibilidade contratual nas relações entre Comercializadores e Usuários (item 3.1.1.2, subitem “viii”, pág. 24; item 3.1.1.3, pág. 28)

7.1.10.1 Cláusulas essenciais que devem estar previstas nos Contratos de Comercialização

Concordamos com a Metodologia proposta na Nota Técnica acerca da flexibilidade contratual nas relações entre Comercializadores e Usuários, resultando na desnecessidade de prever modelos contratuais padronizados. Todavia, recomendamos que sejam previstas, em benefício da segurança e regularidade da atividade de comercialização a Usuários Livres, cláusulas essenciais a referidos contratos, tal como segue, e conforme genericamente referido na página 28 - Conteúdos principais do Contrato de Venda de Gás com um Comercializador.

Proposta COMGÁS. Elencamos abaixo, a título de contribuição, listagem daquelas cláusulas e condições que, em nossa opinião, devem estar contemplados em cada qual dos Contratos de Comercialização celebrados a Usuários Livres no âmbito do Estado de São Paulo:

“ O Contrato de Comercialização, celebrado entre o Usuário Livre e o Agente de Comercialização, deve ser datado, assinado e conter, além das cláusulas essenciais aos contratos, outras que abordem as condições gerais da Comercialização do Gás, devendo necessariamente indicar:

- i) a identificação do Usuário Livre;*
- ii) a localização da Unidade Usuária;*
- iii) identificação do Ponto de Recepção, onde o Gás será entregue pelo Agente de Comercialização, ou em nome deste por seu Transportador, ao Usuário Livre e deste à Concessionária;*
- iv) a obrigação de manter a qualidade, a pressão de entrega no Ponto de Recepção e as demais características técnicas da Comercialização de Gás consistentes com as condições técnicas do Sistema de Distribuição, conforme informadas periodicamente, se necessário, pela Concessionária ao Usuário Livre;*
- v) o volume diário contratado, que deverá ser consistente com a Capacidade Diária Contratada, expresso em m³/dia, nas Condições de Referência, no âmbito do Contrato de Distribuição;*
- vi) as condições de revisão dos volumes contratados;”*
- vii) a indicação do preço e, se for o caso, o respectivo desconto, condições de reajuste e revisão, bem como indicação dos encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;*
- viii) a indicação das regras de programação, que deverão ser compatíveis com as regras adotadas pela Concessionária, conforme previstas no Contrato de Distribuição;*
- ix) cláusula específica que indique a obrigação de sujeição à superveniência das normas regulatórias da ARSEP;*
- x) as penalidades aplicáveis às partes, conforme a legislação em vigor;*
- xi) a previsão de que a medição do Gás comercializado deverá ser compatível com as regras de medição e alocação vigentes para a Concessionária;*
- xii) cláusula condicionando a eficácia jurídica do contrato à homologação pela ARSEP;*
- xiii) a data de início da Comercialização e o prazo de vigência contratual, que não poderá ser inferior a 2 (dois) anos; e*



- xiv) obrigação de o Agente de Comercialização e Usuário Livre submeterem eventual divergência decorrente do Contrato de Comercialização à resolução, em âmbito administrativo, à ARSESP.”

No que se refere, em especial, à programação de gás comercializado junto ao Usuário Livre, devem ser observadas as regras de programação a serem estipuladas no contrato de distribuição, obrigando-se o Usuário Livre, para o fim de assegurar o equilíbrio e segurança do Sistema de Distribuição, a programar junto ao Comercializador as mesmas quantidades de gás solicitadas ao Distribuidor, no âmbito do Contrato de Distribuição:

Comentário 1: A Agência esclarece que a Nota Técnica contém os principais conteúdos do Contrato de Venda de Gás. Maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas deliberações.

Comentário 2: A Nota Técnica estabelece no item 3.1.1.3 “Base Mínima de regulamentação requerida para a abertura da Comercialização” subitem d), a adequação das normas de despacho ao processo de abertura.

7.1.10.2 Necessidade de aprovação dos Contratos de Comercialização

Entendemos que é de grande importância para o adequado funcionamento do modelo de abertura para comercialização de gás aos Usuários Livres que os Contratos de Comercialização sejam sujeitos a prévia autorização da ARSESP, com vistas a garantir, dentre outros fatores, que as condições e cláusulas essenciais, conforme sugeridos acima, assim como práticas concorrenciais justas e lícitas, sejam mantidos e observados.

Proposta COMGÁS. Com base no acima exposto, sugerimos a seguinte redação:

“Art. [__]. Os Contratos de Comercialização estão sujeitos à prévia aprovação pela ARSESP e devem ser enviados pelo Agente de Comercialização e/ou Usuário Livre à ARSESP em até 30 (trinta) dias contados da data de sua celebração.

Parágrafo Primeiro. A Comercialização de Gás pelo Agente de Comercialização ao Usuário Livre somente poderá ter início após a aprovação e homologação do Contrato de Comercialização junto à ARSESP, tal como previsto no caput acima.

Parágrafo Segundo. A ARSESP tomará todas as medidas necessárias, nos termos do art. 7º, X da Lei Complementar nº 1.025/07 e legislação aplicável, com vistas a coibir a prática de condutas abusivas, anti-competitivas ou discriminatórias no âmbito dos serviços de Comercialização aos Usuários Livres.

Parágrafo Terceiro. A celebração de termos aditivos ou alterações ao Contrato de Comercialização também estará sujeita à homologação da ARSESP, na forma do previsto no Parágrafo Segundo acima.

Parágrafo Quarto. Para cada Contrato de Comercialização, o Agente de Comercialização deverá comprovar lastro para Comercialização do Gás no Ponto de Recepção.”

Comentário 1: Não é necessária a aprovação dos Contratos de Comercialização por parte da Agência, devido a que o conteúdo básico está estabelecido na regulação e os mesmos deverão estar disponíveis por 5 anos para eventual fiscalização.

Comentário 2: Com relação as demais propostas, esclarecemos que estas poderão ser discutidas com maior detalhamento quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.



7.2 ITEM 3.1.1.3 NT: BASE MÍNIMA DE REGULAMENTAÇÃO REQUERIDA PARA A ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO

7.2.1 Irregularidades e Sanções. (item 3.1.1.3, pág. 27)

É importante esclarecer que, sob nenhuma hipótese, a Concessionária será responsável pela comercialização de gás realizada para Usuários Livres pelo Comercializador.

Por exemplo, eventual suspensão temporária da autorização outorgada pela ARSESP para comercialização, tal como referida no item 3.1.1.3 da Nota Técnica, não poderá, em nenhuma hipótese, implicar na responsabilidade da Concessionária em realizar tal comercialização.

Da mesma forma, a Concessionária não pode ser responsabilizada por quaisquer problemas ou inadimplemento do Comercializador no âmbito do respectivo contrato de comercialização. Vide, nesse sentido, item 8 acima -“Comercialização de Última Instância.

Comentário 1: Considera-se que é matéria contratual que não é necessário regulamentar na Nota Técnica.

7.2.2 Obrigações do Comercializador. (item 3.1.1.3, pág. 28)

7.2.2.1 Obrigações específicas do Comercializador

Sem prejuízo das demais obrigações previstas na Nota Técnica, e especificamente do arquivo e manutenção de todos os contratos celebrados, é importante que seja expressamente prevista a obrigação do Comercializador fazer prova de lastro contratual para todo o gás por ele comercializado com Usuários Livres, apresentando à ARSESP, para tanto, sempre que solicitado, cópia dos contratos de compra e venda de gás natural e de transporte que servem de lastro para referida comercialização para Usuários Livres.

Ainda, é importante esclarecer que as atividades de comercialização para Usuários Livres são realizadas por conta e risco do Comercializador, não havendo nenhum tipo de responsabilidade por parte da Concessionária em relação a tais atividades.

Nesse sentido, e considerando a alta relevância do papel do Comercializador para a segurança e confiabilidade do Mercado Livre, entendemos que é recomendável destacar as obrigações, por parte do Comercializador, de (i) apresentar garantia contratual, em montante proporcional às vendas de gás por ele realizadas e (ii) contratar pacote de seguros adequado às atividades por ele desenvolvidas

Comentário 1: Considera-se que é matéria contratual que não é necessário regulamentar na Nota Técnica.

7.2.2.2 Informação. Manutenção e Divulgação. Confidencialidade da Informação de seus Usuários. Em relação ao Distribuidor e outros Comercializadores (item 3.1.1.3, pág. 29)

Este item da Nota Técnica prevê que “O Comercializador deve implementar e manter os sistemas informáticos e tecnológicos que permitam a adequada interface com o Distribuidor.” (grifos nossos)

Proposta COMGAS: A Concessionária poderá cumprir com as obrigações acima indicadas e outras necessárias para controle da atividade de programação, nominação e alocação de volumes do mercado livre, desde que seja devidamente remunerada pelos custos adicionais incorridos em tais atividades.



Comentário 1: Esta atividade faz parte da operação da Concessionária, e portanto já considerada na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

7.2.2.3 Registro de Contratos (item 3.1.1.3, subitem 4, pág. 29)

Com base nos comentários constantes do item 9 acima, recomenda-se que os contratos de comercialização sejam sujeitos à prévia aprovação pela ARSESP, pelos motivos já expostos.

Da mesma forma, no segundo parágrafo de referido item, “O Comercializador deve manter registros de todos os contratos celebrados com Produtores, Transportadores, Distribuidores e Usuários (...)”, lembramos que não há que se falar em manter registros de contratos celebrados com Distribuidores, devendo ser excluída a referência a “Distribuidores”

Comentário 1: Não é necessária a aprovação dos Contratos de Comercialização por parte da Agência, devido a que o conteúdo básico está estabelecido na regulação e os mesmos deverão estar disponíveis por 5 anos para eventual fiscalização.

Comentário 2: Os contratos entre a Distribuidora e os Usuários são Contratos Padrão e sujeitos à fiscalização dispensados de registro.

7.2.3 Regras para Faturamento. (item 3.1.1.3, subitem “c”, pág. 30-31)

7.2.3.1 Medição para fins de Faturamento

Nos termos do referido item, a fatura a ser emitida pelo Comercializador no âmbito dos contratos de comercialização deverá conter, dentre outros, “identificação de medidor” e “tarifa aplicada”.

Deve-se lembrar, todavia, inclusive como adiante apontado na Nota Técnica (página 31, item (d) - Regras para a Medição) que a medição no Ponto de Entrega ao Usuário Livre é de responsabilidade da Distribuidora, nos termos dos procedimentos previstos na Portaria CSPE nº 160/01 e demais regulamentação aplicável, estando tais atividades fora da esfera de atuação do Comercializador.

Vale lembrar que, para fins do Contrato de Comercialização, o gás é entregue no Ponto de Recepção, situado no city gate da Concessionária. Vide, nesse sentido, item acima.

Proposta COMGÁS. Com base no acima exposto, sugere-se o quanto segue:

“As regras e procedimentos de medição no Ponto de Entrega serão aqueles previstos na Portaria CSPE nº 160/01 e demais regulamentação aplicável.

Parágrafo Único. As regras e procedimentos de medição no Ponto de Recepção deverão ser acordados entre a Concessionária e o respectivo Transportador, conforme legislação aplicável, e aprovados pela ARSESP.”

“Ponto de Entrega: local em que o Gás é entregue na Unidade Usuária, ao Usuário, ou a outra Concessionária, caracterizado como o limite de responsabilidade da Concessionária pela prestação dos serviços de Distribuição, correspondendo ao ponto imediatamente a partir da última válvula de bloqueio de saída do conjunto de regulação e medição;”

Comentário 1: A Distribuidora deverá fornecer informações necessárias a Comercializadora, para a realização do serviço, e reciprocamente, segundo o estabelecido no item 3.1.1.3 subitem d) da Nota Técnica.



7.2.3.2 Transferência de Informação

Pelos mesmos motivos já expostos acima, as informações referentes ao consumo de gás no Ponto de Entrega deverão ser informadas apenas ao Usuário Livre, no âmbito do contrato de uso do sistema de distribuição, que poderá posteriormente repassar tais informações ao Comercializador, se for o caso, no âmbito do contrato de comercialização. Da mesma forma, entendemos que não há nenhuma informação acerca de “outros encargos a faturar” a ser informada ao Comercializado

Proposta: Excluir todas as referências à transferência de informações pela Concessionária ao Comercializador.

Comentário 1: Reporta-se ao Comentário anterior.

7.2.3.3 Corte do Fornecimento do Serviço

Em nosso entendimento, não é adequado dispor que o Comercializador possa solicitar à Concessionária o corte de fornecimento. Isso porque, não haverá qualquer relação contratual entre Concessionária e Comercializador, sendo este último terceiro estranho aos serviços de distribuição. Além disso, no âmbito das regras de alocação e programação adiante propostas e independentemente de qualquer manifestação do Comercializador, a regulamentação deverá autorizar a Concessionária a interromper o serviço de fornecimento sempre que o usuário livre retire gás não programado no Sistema.

“A Concessionária terá a prerrogativa de recusar a programação de Gás, ou ainda interromper a entrega de Gás para determinado Usuário Livre, nas seguintes hipóteses:

- i) observância aos critérios aprovados pela ARSESP para situações de emergência então vigentes;*
- ii) saldo cumulativo da diferença positiva verificada entre a Quantidade Diária Retirada no Ponto de Entrega e a Quantidade Medida no(s) Ponto(s) de Recepção exceder 30% da Quantidade Diária Contratada, em qualquer Dia ou Dia(s) de determinado Mês;*
- iii) caso a vazão instantânea do Gás, no Ponto de Entrega, em m³/h, exceda 120% (cento e vinte por cento) da Quantidade Diária Programada dividida por 24 (vinte e quatro);*
- iv) para garantir a segurança do Sistema de Distribuição; e*
- v) caso o Gás não esteja em conformidade com as especificações de qualidade prevista nos arts. 32 e seguintes deste Regulamento.”*

Comentário 1: Mantém-se o estabelecido na Nota Técnica em relação ao aviso de corte pelo Comercializador, em razão de inadimplência.

Comentário 2: No que se refere a volumes e limites, este serão estabelecidos por ocasião dos volumes e obrigações contratadas vis-à-vis a carteira de negócios da Concessionária.

7.2.3.4 Operação dos pontos de Recepção (pág. 32, nota de rodapé 17)

Na Nota de Rodapé 17, é mencionado que a “Concessionária detém o monopólio de operação dos pontos de recepção e entrega na área da Concessão, e o início da Abertura não muda esta situação operativa. O que sim muda é que a Concessionária deverá coordenar com os Comercializadores e o Transportador a entrega do gás nominado pelos Usuários por meio dos primeiros.” (grifos nossos)



Vale ressaltar, todavia, que a Concessionária não detém referido “monopólio de operação” dos Pontos de Recepção, uma vez que os Pontos de Recepção são compartilhados com o respectivo Transportador, ou outros Carregadores ou Distribuidores que também façam uso do respectivo Ponto de Recepção.

Proposta COMGÁS. É importante que a ARSESP se articule com a ANP e outras entidades com vistas a garantir que as regras de programação no âmbito do Sistema de Distribuição sejam compatíveis com as regras aplicáveis no âmbito da infra-estrutura de Transporte. Nesse sentido, sugerimos o quanto segue:

“ Sem prejuízo das regras previstas neste Regulamento, a ARSESP deverá garantir, por intermédio de posterior regulamentação, que:

(i) as regras de programação no âmbito do Sistema de Distribuição e no âmbito da infra-estrutura de Transporte sejam compatíveis [e permanentes];

(ii) Poder Calorífico de Referência do gás, ou o fator de conversão das Condições de Referência, incluindo o Poder Calorífico Superior (de base seca para saturada), sejam compatíveis [e permanentes], para fins de ajuste das condições dos Serviços de Distribuição e dos serviços de Transporte.

Parágrafo Único. A ARSESP desenvolverá parceria com a ANP com vistas a estabelecer mecanismos amigáveis de solução de controvérsias para disputas envolvendo a Concessionária e os Transportadores, inclusive no que se refere às regras de medição, programação, alocação do gás e conversão de suas Condições de Referência, no âmbito da interface entre a infra-estrutura de Transporte e do Sistema de Distribuição.”

Comentário 1: As regras de distribuição aplicáveis permanecem inalteradas.

7.2.3.5 Conservação de Registros de consumos medidos (pág. 32, item 4)

Referido item prevê a obrigatoriedade de o Distribuidor e o Comercializador manterem registros de consumos medidos de cada cliente durante pelo menos cinco anos.

É importante destacar, todavia, que os dados de medição da Comgás são registrados em FLOW COMPUTER ou PTZ, e permanecem íntegros por um período de apenas 30 (trinta) a 45 (quarenta e cinco) dias. Depois desse período, somente mediante acesso a um banco de dados.

Proposta. A obrigação de manutenção de registro deve prever registro em FLOW COMPUTER ou BTZ, permanecendo íntegros por um período de apenas 30 (trinta) a 45 (quarenta e cinco) dias. Depois desse período, somente mediante acesso a um banco de dados.

Comentário 1: Mantém-se o indicado na Nota Técnica. A forma de manter o registros fica a critério e tecnologia de cada Agente.

7.3 ITEM 3.2.1 NT: CUSTOS OPERACIONAIS E SEPARAÇÃO DE CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

7.3.1 Custos Operacionais e Separação de Custos de Comercialização (item 3.2.1 pág. 33, item 1.3 do Anexo V e item 2.1 do Anexo VIII)

Entretanto, é importante que, além de definir quais seriam as atividades de comercialização, seja também definida a forma como estas atividades serão realizadas e os agentes encarregados de prestá-las aos usuários livres, para que a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição seja estabelecida adequadamente. A seguir apresentamos o entendimento da Concessionária sobre esse tema:



a) *Faturamento: Processamento da leitura de medidores, cálculo, controle e emissões de faturas de consumo de gás para enviar aos usuários.*

No modelo proposto pela ARSESP, a Concessionária continuará a efetuar a leitura e o processamento da leitura dos medidores, bem como o cálculo, controle e emissão das faturas de gás tanto para os usuários cativos (que receberiam uma fatura da Concessionária com a tarifa composta por custo de distribuição e custo de gás) quanto para os usuários livres (que receberiam da concessionária uma fatura apenas com os custos de distribuição). Além disto, teria como atividade adicional a atribuição de repassar aos comercializadores as informações sobre a medição para que este emitisse a fatura correspondente ao gás.

b) *Distribuição de Faturas: Envio aos usuários das faturas por consumo de gás.*

Da mesma forma, no modelo proposto pela ARSESP, a distribuidora continuará sendo responsável pela distribuição das faturas por uso do sistema de distribuição. Ao comercializador caberá arcar com os custos de distribuição das faturas de gás (compra e venda de molécula).

c) *Cobrança: Realização da cobrança do faturamento por consumo de gás (incluído gastos por gestão de cobro (SIC)).*

A Concessionária permanecerá com a responsabilidade e os riscos associados à cobrança do faturamento pelo uso do sistema de distribuição, enquanto o comercializador passaria a ser responsável e arcaria com os riscos da cobrança do faturamento por consumo de gás.

d) *Atendimento e Serviço aos Usuários: Assessoria e serviços prestados aos seus usuários em escritórios comerciais em relação às reclamações de natureza comercial, serviço de atendimento de reclamações dos utilizadores em escritórios comerciais e / ou Call Center (utilizando o Call Center para as reclamações do tipo técnico deve ser incluído no item e - Atendimento de Reclamações Técnicas e Emergências).*

A concessionária continuará com todas as atribuições de atendimento e serviço aos usuários descritos acima para os usuários cativos. Para os usuários livres, a mesma estrutura de atendimento e serviço a usuários deve ser mantida, uma vez que, apesar de não mais vender o gás ao cliente livre, o serviço de distribuição continua sendo prestado.

e) *Gestão Aquisição de Gás e Transporte: atividade de contratação e compra de gás a nível atacadista e o transporte até o citygate. Incluindo as despesas legais associadas com a assinatura de contratos.*

A Concessionária, apesar de não mais vender gás aos usuários livres, deve manter uma estrutura operacional para a gestão dos contratos de aquisição de gás e transporte, que servirá para atender tanto aos usuários cativos quanto aos potencialmente livres que optarem por continuar no mercado regulado. Provavelmente, tendo em vista a maior complexidade do mercado suprimento de gás, esta estrutura deverá ser mais complexa que a existente atualmente.

f) *Publicidade e propaganda: Atividade de promoção, incluindo publicações relacionadas com a atividade exigidas pela normativa (Publicação de tarifas, Projetos de Expansão de Redes, etc.) ou com aspectos relacionados com a segurança na utilização do gás.*

Do mesmo modo, a Concessionária continuará realizando estas atividades, tanto para os usuários cativos como para os livres.

Entendemos que as atividades acima continuarão a ser prestadas pela Concessionária aos usuários livres e devem também ser remuneradas através da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

Comentário 1: Será avaliada a pertinência das sugestões no processo de alocação de custos entre o Mercado Livre e o Mercado Regulado, após a análise das informações apresentadas pelas Concessionárias.



7.3.2 Etapa 3: Processo de definição do valor de OPEX a ser considerado no cálculo do parâmetro P0 (item 3.2.1, pág. 35)

Proposta ARSESP: "A partir da análise de racionalidade dos valores de OPEX por processos e atividades apresentados pela concessionária no seu Plano de Negócio, conforme o requerimento tipo da ARSESP, serão identificadas as diferenças mais significativas. Será iniciado um processo de interação com a concessionária, o qual poderá consistir na solicitação de informação adicional, esclarecimentos e justificativas, com o objetivo de definir o valor razoável de OPEX a ser determinado para a determinação do parâmetro P0".

Comentário COMGÁS: Em referência aos processos e atividades que deve cumprir uma Concessionária para a prestação eficiente do seu serviço, cabe mencionar que aquelas relacionadas à segurança e confiabilidade, assim como, a integridade dos ativos, são absolutamente prioritárias, sem a presença das quais, o serviço jamais poderia ser considerado eficiente.

Este conceito, que permeia todas as atividades dessa Concessionária, implica na necessidade de se incorrer em custos acima da média considerada na indústria de gás em geral para atender as exigências adicionais de eficiência que a própria Comgás impõe aos seus fornecedores em suas contratações.

Comentário 1: Infere-se pelo comentário que as demais Concessionárias são menos seguras e de menor confiabilidade.

Esta Agência avaliará os custos apresentados pela Concessionária para fim de cumprir com parâmetros de prestação eficientes no serviço de distribuição.

7.4 ITEM 3.2.2 NT: BASE TARIFÁRIA

7.4.1 Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) (item 3.2.2.1, pág 35)

A ARSESP propõe que "no processo de revisão tarifária para determinar o valor de P0, será necessário determinar um novo valor da BRRL ao início do Terceiro Ciclo Tarifário. Esta nova Base Tarifária calcula-se a partir da base tarifária determinada no início do Segundo Ciclo, re-expressa por IGPM, somados os investimentos ajustados do Segundo Ciclo, e deduzida as depreciações e baixas regulatórias.

Comentário da COMGÁS: Concordamos inteiramente com a preservação da metodologia de cálculo da formação da Base de Remuneração Líquida Inicial (BRRLi) tal como fora definida durante o processo de Revisão Tarifária para o 2º ciclo, tanto para este 3º ciclo como para todos os demais ciclos. Dessa forma entendemos que os investimentos realizados também deverão ser ajustados pelo IGPM.

Suportando nossa posição, será encaminhado parecer do notório especialista professor Arnoldo Wald.

Comentário 1: Permanece o texto da nota técnica.

6.4.2 Avaliação dos CAPEX durante o Segundo Ciclo Tarifário (item 3.2.2.2, pág. 36)

Entendemos que o mecanismo de controle e aprovação dos investimentos para composição da BRRLi não deve ser aplicado no cálculo da BRRLi do 3º Ciclo, uma vez que o mesmo não estava previsto no momento das decisões de investimentos feitos no 2º Ciclo. Esta solicitação, longe de estar baseada em interesses imediatos da concessionária, uma vez que os níveis de investimentos realizados superaram aqueles previstos para o 2º Ciclo, se baseia no princípio de previsibilidade que deve sempre ser observado pela Regulação.

Todo o mecanismo de controle de investimentos proposto, exercido sobre a Base de Remuneração Regulatória, sistematicamente se baseia em penalização, seja pela "sub



execução” dos projetos programados (na forma pecuniária ou de desconto do cálculo de tarifas), ou na “sobre execução” (através de uma remuneração inferior à autorizada no ciclo anterior). No entanto, ao considerar a “sub execução”, a Concessionária entende que para preservar o equilíbrio econômico financeiro da concessão, a ARSESP deveria levar também em consideração os investimentos executados a maior, cumpridos os critérios de prudência e razoabilidade.

Desde a privatização, a Comgás tem superado suas metas contratuais de investimentos e cumprido com os indicadores técnico-comerciais. Notadamente, em relação às metas de extensão de redes e ampliação do número de consumidores, a superação se deve, principalmente, a investimentos até hoje não reconhecidos como remuneráveis, através das tarifas.

Dessa forma, fundamentamos o pleito de reconhecimento dos dispêndios na instalação e conversão dos usuários residenciais como componentes a serem reconhecidos na equação de cálculo tarifário. O parecer do notório especialista, professor Arnaldo Wald, contém as premissas e fundamentos pelos quais o órgão regulador deveria basear sua decisão em relação a esse tema (Anexo I).

Comentário 1: A metodologia tarifária da ARSESP considera para fins tarifários os investimentos propostos pela Concessionária e aprovados por ocasião da Revisão Tarifária. Evidentemente, se a Concessionária não cumpriu a realização dos investimentos programados, recebeu remuneração por um prazo de até cinco anos superior a aquela que seria justa e adequada.

Nesses termos, a ocasião para o ajuste é a Revisão Tarifária subsequente, e não poderia ser de outra forma.

Mantém-se o mecanismo estabelecido no item 3.2.2.2 da Nota Técnica para a avaliação dos investimentos do Segundo Ciclo.

Comentário 2: Com relação aos investimentos superiores ao Plano de Negócios aprovado no Segundo Ciclo Tarifário, os princípios regulatórios estabelecem que estes são risco da empresa durante o Segundo Ciclo Tarifário.

Os mesmos serão avaliados e poderão ser considerados na Base remuneratória para o terceiro ciclo.

Comentário 3: Os investimentos das unidades usuárias residenciais como componentes a serem reconhecidos na equação de cálculo tarifário, não fazem parte dos ativos operacionais da Concessionária nos termos de Contrato de Concessão.

Estes investimentos fazem parte de plano comercial para atração de novos usuários e de incremento de volumes para usuários existentes.

7.5 ITEM 3.2.5 NT: METODOLOGIA DO FATOR X

Comentário: Ver Anexo.

7.6 ITEM 3.3 NT: A ESTRUTURA TARIFÁRIA

7.6.1 Critérios para a proposta de mudança (item 3.3.1, pág. 42)

A ARSESP propõe: “As Concessionárias de distribuição podem propor modificações na estrutura tarifária de acordo com sua experiência no conhecimento da demanda, e cumprindo com as pautas estabelecidas em oportunidade da cada revisão tarifária. Na revisão tarifária do Terceiro Ciclo, as mudanças principais a respeito da estrutura tarifária vigente se originam em dois aspectos:



A separação da remuneração das atividades de distribuição e comercialização e a determinação das tarifas pelo uso do sistema de distribuição, em relação ao Processo de Abertura da Comercialização.

A determinação de tarifas diferenciadas para os grandes usuários, com consumos superiores a 500.000 m³/mês e com fatores de carga elevados”.

Comentário COMGÁS: As tarifas atuais para consumos acima de 500.000 m³/mês, inclui basicamente usuários industriais, contendo fatores de carga elevados, e já apresenta níveis tarifários inferiores aqueles de menores consumos e, portanto, coerente com o princípio tarifário de responsabilidade pelos custos.

Ademais, entendemos ser coerente com princípios básicos propostos para nortear a fixação das estruturas tarifárias, visando permear a convivência harmônica entre os ambientes cativo e livre, homogeneizar o critério (nível de volume) para definir grandes usuários, seja cativo (com aplicação para tarifas menores) ou livre (para efeito de caracterizá-lo).

Comentário 1: A ARSESP está aperfeiçoando um sistema tarifário visando o uso adequado das instalações tendo como princípio a modicidade tarifária.

7.6.2 Discriminação das Tarifas por Uso do Sistema de Distribuição e Encargos Tarifários (item 3.3.2.1)

Conforme refletido na Nota Técnica, a ARSESP propõe, em linhas gerais:

que os mesmos níveis de desconto atualmente praticados pela Concessionária no Mercado Regulado também sejam aplicados no Mercado Livre;

que a aplicação deste princípio deverá se dar calculando a média ponderada dos descontos atualmente oferecidos pela Concessionária aos usuários do Mercado Regulado, a cada ano calendário, e aplicando-se a mesma percentagem aos usuários do Mercado Livre no ano regulatório subsequente; e que as tarifas de uso do Sistema de Distribuição a serem aplicadas deverão refletir o desconto médio ponderado no Mercado Regulado para os usuários Não R e Não C no ano calendário anterior.

Entendemos que essa metodologia, se aplicada, poderia trazer as seguintes consequências:

Os usuários cujos descontos no ano calendário anterior forem maiores que o desconto médio ponderado, tal como aplicado com base na metodologia proposta na Nota Técnica, provavelmente permaneceriam no Mercado Regulado, enquanto aqueles cujo desconto seja inferior, teriam incentivo para migrar para o Mercado Livre.

Assim, o nível médio de desconto no Mercado Regulado aumentaria a cada ano, fazendo com que, conseqüentemente também aumentassem os descontos a serem aplicados no Mercado Livre. Isso porque, provavelmente permaneceriam no Mercado Regulado aqueles usuários cujo desconto fosse maior que o desconto médio ponderado que lhes seria aplicável caso migrassem para o Mercado Livre, contribuindo, dessa forma, para o aumento do desconto médio ponderado do ano calendário seguinte.

Esta lógica não guarda relação com os princípios da razoabilidade e da eficiência, uma vez que faz com que a Concessionária perpetue injustificadamente os descontos atualmente oferecidos a alguns usuários Não R e Não C, independente da avaliação das condições de competitividade que se apresentarão com a abertura do mercado.

Adicionalmente, tal regra acarretaria, na prática, a estipulação de uma nova tarifa teto, diferente daquela definida de acordo com a metodologia já utilizada na primeira revisão tarifária e ora reiterada na proposta de metodologia refletida na Nota Técnica. Isso porque a Concessionária estaria impedida de realizar a receita requerida autorizada e que serviu de base para o cálculo de suas tarifas-teto.



Nesse caso, os descontos passariam então de uma faculdade da Concessionária para uma obrigação, em desacordo com o estabelecido na segunda subcláusula da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão

Entendemos que a aplicação de descontos sobre as tarifas máximas definidas pelo Regulador é uma faculdade da concessionária, prevista no próprio Contrato de Concessão, conforme acima transcrito, que reflete negociações e acordos comerciais entre a Concessionária e o cliente à luz das peculiaridades de cada contratação.

Cumpra lembrar ainda que, tal como proposta na Nota Técnica, a cobrança de tarifas inferiores às teto, que passaria a ser uma “obrigação” da Concessionária e não mera “faculdade”, poderia levar a uma situação de impacto adverso à concessão, sendo que, nessa hipótese, seria necessária a alteração do item I da mesma cláusula, uma vez que é direito da Concessionária a compensação para a recuperação do equilíbrio econômico financeiro.

Isto fica claro quando se observa que:

- 1) usuários que hoje gozam de determinado percentual de desconto, passariam a ter outro diferente (que poderia ser inferior) pela simples passagem à condição de livres;
- 2) usuários que hoje não têm desconto (lembra-se que os descontos refletem via de regra a condição de desigualdade dos preços de gás natural com os de combustíveis alternativos) passariam a ter direito a um desconto médio, à semelhança daqueles que, por questões de competitividade e estratégia de mercado, tiveram descontos concedidos;
- 3) usuários novos que nascem na condição de livres, teriam direito a um desconto simplesmente por uma decisão do Regulador, sem qualquer avaliação de sua necessidade;
- 4) por último, se a definição de “P0” responde a receita requerida calculada a partir de tarifas máximas e volumes projetados, o fato de livrar volumes a tarifas menores alterará o equilíbrio inicial, e requererá constantes ajustes através de alterações nas tarifas dos usuários cativos para restabelecer o equilíbrio inicial.

Por outro lado, a Nota Técnica dá sinais errôneos ao mercado, impelindo aqueles usuários que têm menor nível de desconto a migrar para o Mercado Livre. Neste sentido, tornar-se-ia irrelevante a atração que o Mercado Livre poderia exercer através do oferecimento de melhores condições de oferta de gás geradas pela maior concorrência na comercialização de gás.

Esta distorção é especialmente grave no contexto em que se encontra a indústria do gás no Brasil, onde as condições para a existência de concorrência na produção e livre acesso aos sistemas de transporte não estão dados, e o mais provável é que os agentes comercializadores sejam aqueles que, de alguma forma, estejam em associação com o agente dominante. Ou seja, não haveria possibilidade de trasladar aos usuários livres qualquer vantagem em matéria de preços de gás (molécula) e transporte, hoje restritos quase inteiramente a um único ator na cadeia toda.

Nessa hipótese, o objetivo de fomentar o desenvolvimento do Mercado Livre, em condições de livre competição, restaria prejudicado, uma vez que a metodologia proposta poderia resultar tão somente no deslocamento das vantagens atualmente concedidas a alguns usuários não-R e não-C, a título de desconto, aos agentes de comercialização ou aos demais agentes da cadeia upstream do mercado de gás, ou seja, tratar-se-ia de transferência de valor de um ponto da cadeia para outro, sem incentivo à queda no preço do gás.

Proposta COMGÁS. Com base no todo acima exposto, propomos que, em observância ao disposto no Contrato de Concessão, seja respeitada a faculdade de a Concessionária negociar livremente com cada usuário descontos às tarifas praticadas, afastando-se a compulsoriedade de descontos pré-definidos aos usuários livres.

Comentário 1: A proposta de desconto na TUSD, prevista no item 3.3.2.1 da Nota Técnica nº RTM/02/2009ARSESP, não torna compulsória referida prática como colocado nas contribuições acima destacadas. Considerando que referido desconto incide sobre a margem de distribuição, que é uma componente considerada no serviço integrado e no



serviço desagregado, a proposta visa evitar discriminação pela distribuição em função do mercado: regulado ou livre. Observamos que a faculdade da concessionária praticar descontos está prevista na Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira, sujeita a algumas condições, das quais se destaca o tratamento não discriminatório a usuários em situações similares (inciso II da Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira c/c Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda). E a regulamentação das condições de concessão de descontos é atribuição do regulador, conforme parágrafo único do art. 42 do Decreto 43.889/1999, que deve considerar os princípios da prestação do serviço público de gás canalizado, destacados nos inciso do art. 3º do mesmo Decreto, dos quais se destaca o incentivo à competitividade e tratamento não discriminatório entre usuários do serviço em condições similares.

Comentário 2: Nos termos da Nota Técnica, os descontos não são uniformes para todos os usuários livres. A Concessionária poderá aplicar a política de descontos de acordo com a necessidade do mercado, desde que obedecida a regra de que a média ponderada dos descontos oferecidos, seja equivalente àquela existente no mercado potencialmente livre. Dessa forma, não tem sentido a afirmação da Concessionária:

“Os usuários cujos descontos no ano calendário anterior forem maiores que o desconto médio ponderado, tal como aplicado com base na metodologia proposta na Nota Técnica, provavelmente permaneceriam no Mercado Regulado, enquanto aqueles cujo desconto seja inferior, teriam incentivo para migrar para o Mercado Livre.

Assim, o nível médio de desconto no Mercado Regulado aumentaria a cada ano, fazendo com que, conseqüentemente também aumentassem os descontos a serem aplicados no Mercado Livre. Isso porque, provavelmente permaneceriam no Mercado Regulado aqueles usuários cujo desconto fosse maior que o desconto médio ponderado que lhes seria aplicável caso migrassem para o Mercado Livre, contribuindo, dessa forma, para o aumento do desconto médio ponderado do ano calendário seguinte.

Esta lógica não guarda relação com os princípios da razoabilidade e da eficiência, uma vez que faz com que a Concessionária perpetue injustificadamente os descontos atualmente oferecidos a alguns usuários Não R e Não C, independente da avaliação das condições de competitividade que se apresentarão com a abertura do mercado”.

Comentário 3: Não cabe à Concessionária auferir uma receita superior à que vem praticando no Mercado Regulado com a implantação do Mercado Livre, que objetiva o estabelecimento de um mercado competitivo.

O objetivo da ARSESP ao estabelecer este desconto zelar pelo tratamento isonômico e não discriminatório dos usuários do serviço de distribuição.

Comentário 4: O comentário da Concessionária:

“Entendemos que a aplicação de descontos sobre as tarifas máximas definidas pelo Regulador é uma faculdade da concessionária, prevista no próprio Contrato de Concessão, conforme acima transcrito, que reflete negociações e acordos comerciais entre a Concessionária e o cliente à luz das peculiaridades de cada contratação”.

É acertado o entendimento. Apenas o regulador estabelece uma condição de contorno que disciplina a aplicação dos descontos de forma isonômica entre os usuários potencialmente livres e aqueles que exercerem a opção.

Comentário 5: O esclarecimento aos demais comentários da Concessionária são decorrentes do encadeamento de idéias respondido pelos Comentários 1, 2, 3 e 4.



7.6.3 Tarifas para grandes usuários com alto fator de carga (item 3.3.2.1, pág. 45)

A ARSESP propõe:

“Em consequência, propõe-se criar uma tabela de tarifas menores para os usuários com consumos maiores a 500.000 m³/mês e cujo fator de carga supere um valor limite que será estabelecido conforme as informações sobre o comportamento do fator de carga das unidades usuárias da Concessionária”

Comentário da COMGAS: Em que pese as tarifas atuais para consumos acima de 500 mil m³/mês já apresentarem níveis tarifários inferiores aqueles com menores consumos e, portanto, coerentes com o princípio de responsabilidade pelos custos, a Comgás se coaduna com o objetivo proposto, motivo pelo qual pretende atuar proativamente na definição dos limites de fatores de carga.

Comentário 1: A nota técnica versão final estabelece que a migração dos usuários industriais com consumo mensal acima de 500.000 m³/mês e cujo fator de carga supere um valor limite a ser estabelecido se dará mantendo-se as condições contratuais vigentes, ou seja, o usuário no novo segmento terá o mesmo tratamento na questão dos descontos, pelo menos, até o término do contrato vigente.

7.7 ITEM 3.4 NT: TRATAMENTO DO TERMO DE AJUSTE K DURANTE O TERCEIRO CICLO

7.7.1 Tratamento do Termo de ajuste K durante o terceiro ciclo- Resultados e Recomendações (item 3.4.2, pág. 47)

A ARSESP propõe que:

“Portanto, com a finalidade de diminuir a variabilidade do Termo de Ajuste K e de tornar mais previsíveis as mudanças tarifárias, propõe-se a seguinte abordagem para o cálculo do Termo de Ajuste K:

i) Para diminuir a variabilidade originada nas diferenças entre o despacho térmico efetivo e seus prognósticos no momento da revisão tarifária, deve-se substituir os volumes efetivamente distribuídos pelos volumes previstos no momento da revisão, para os segmentos térmico e cogeração, no cálculo da receita média obtida MOt de cada ano.

ii) Incluir um patamar mínimo (a ser definido) a partir do qual o Termo de Ajuste K implique uma baixa anual automática. A diferença sob o patamar estabelecido será acumulada para o ano seguinte, desta forma não se verá afetada a aplicação anual do termo K, exceto no momento em que for repassado às tarifas.

*Por exemplo, considere o caso em que o valor absoluto de K é maior que 3% do Pt do período; suponha que $P1 = 100$ e $K1 = -5\%$ e que o patamar $B = -3\%$, então $MM1 = 100 - 2$, onde o valor -2 obtido é a diferença: $(K1 - B) = (-5 + 0.03 * 100)$. A receita restante a compensar também é considerada, porém, em vez de ser considerada de forma automática, acumula-se para ser aplicada no ano seguinte.*

iii) Comprovou-se, no caso de COMGÁS, que a receita a compensar no primeiro ano do Terceiro Ciclo proveniente dos saldos de K do quarto e quinto ano do Segundo Ciclo repercutiriam sensivelmente no nível tarifário. Portanto, a ARSESP distribuirá a receita a compensar anualmente durante o Terceiro Ciclo. iv) A partir dos resultados obtidos nas simulações e de uma pesquisa cuidadosa da fórmula aplicável ao cálculo do Termo de Ajuste K, se conclui que é necessário elaborar uma proposta de revisão do mesmo nos próximos anos, a ser concluída até o próximo ciclo tarifário.”

Proposta COMGÁS:



1) Em relação ao item iii, ratificamos o direito de aplicação íntegra dos saldos de K do quarto e quinto ano do segundo ciclo, no 1º ano do 3º ciclo, conforme previsto na da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.

2) Que a determinação do Fator K continue sendo simétrica (para mais ou para menos, conforme o caso), após o primeiro ano do terceiro ciclo, para garantir a equanimidade na correção tarifária.

3) Comgás reitera a solicitação feita em 2003 e aceita pelo Regulador conforme transcrito abaixo:

Forma de cálculo do Fator K a partir da MM que comparará com a MO em cada ano a partir do segundo ciclo tarifário:

Com efeito, e como está demonstrado a seguir, sendo a MM produto da média de projeções de mercado de 5 anos, que apresenta variações ano a ano em volume e mix de vendas, é esperado que em qualquer ano do ciclo, a MM seja diferente da MO, embora sejam atingidos os volumes e o mix de vendas projetados em cada período.

Estatisticamente, sempre que se adota o uso do conceito de médias, ocorrerão observações que se situam acima e outras que se situam abaixo dessa média calculada.

O que se pretende é adotar mecanismo matemático que permita compensar aplicações indevidas do Fator K, sendo esse mecanismo:

- a) Seja calculada a MM conforme Contrato de Concessão;
- c) Para cada ano do ciclo, seja calculada uma nova MM (MMt);
- d) Comparar a MMt de cada ano com a MO, obtendo o Fator K correto.

Comentário CSPE:

“... CSPE concorda com o conceito apresentado na mesma para complementar o procedimento detalhado do cálculo do Termo de Ajuste K, no marco dos conteúdos do Contrato de Concessão, que contemple esse conceito.”

Comentário 1: Com relação ao item 1 da proposta da COMGÁS mantém-se o procedimento de aplicação da Nota Técnica. A alteração do procedimento não altera o valor de cálculo somente o procedimento de aplicação do valor apurado. Caso fosse aplicada a proposta, não ficaria assegurado o princípio de modicidade tarifária devido ao alto impacto nas tarifas do primeiro ano do Terceiro Ciclo.

Este mesmo critério (parcelamento) já foi utilizado anteriormente por ocasião da aplicação do Termo de Ajuste K para a Gás Natural São Paulo Sul sendo que a sugestão foi da própria Concessionária em processo de Consulta Pública N° 01/2008, não tendo sido registrada qualquer objeção por parte de outros interessados.

Comentário 2: Com relação ao item 2 da proposta da COMGÁS da simetria na determinação do Fator K, trata-se de critério claramente estabelecido no Contrato de Concessão.

Comentário 3: Qualquer alteração metodológica proposta com exceção da apresentada e justificada pelo regulador, poderá ser objeto do estudo e análise segundo o estabelecido no item 3.4.2 subitem iv da Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.

7.8 ITEM 3.5 NT: TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO

A ARSESP propõe que:

“A percentagem que se descontará das receitas de cada atividade extra concessão para fins de modicidade tarifária, pode ser diferente. Em face disso no Terceiro Ciclo se aplicarão



parcialmente as receitas das OAs à modicidade tarifária e as alíquotas a aplicar às receitas devem ser moderadas e respeitar os valores já aprovados durante o Segundo Ciclo.

Para a Revisão do Terceiro Ciclo propõe-se o seguinte:

- *Calcular as receitas brutas de cada OA no Segundo Ciclo, excluindo os impostos de faturamento, a partir da informação da Contabilidade Regulatória e dos pedidos de informação em curso para esta Revisão Tarifária.*
- *Aplicar uma alíquota de 2% sobre as receitas brutas. O resultado desta operação é denominado Receita Parcial para Modicidade Tarifária (RPMT).*
- *Capitalizar a RPMT de cada ano até o início do Terceiro Ciclo com a taxa de juros utilizada para o cálculo do Termo de Ajuste K.*
- *Descontar a soma das receitas capitalizadas da Base Tarifária do início do Terceiro Ciclo. “*

Proposta COMGÁS: Onde se lê Base Tarifária, alterar para Receita Requerida.

Comentário 1: Comentário aceito.

7.9 ITEM 3.8 NT: TAXA DE FISCALIZAÇÃO

A ARSESP propõe que:

“Propõe-se conforme o estabelecido no Parágrafo Único, Art. 1º da Portaria CSPE 437, que a diferença entre a arrecadação prevista por aplicação da taxa determinada na Revisão Tarifária do 2º ciclo e a estabelecida por ambas as Portarias, 0,4%, se devolva como um desconto na Margem Máxima a calcular para o Terceiro Ciclo Tarifário conforme o seguinte procedimento:

1.1 Calcular o valor anual a ser arrecadado com a TFSCG de 0,5% conforme se estabelece no Demonstrativo de Cálculo do Anexo 1 da Portaria CSPE 457.

1.2 Calcular a diferença entre o valor calculado no item 1 com o valor anual arrecadado segundo Anexo 1 dessa Portaria- TFSGC de 0,4%.

1.3. Atualizar o valor calculado no item 2 utilizando a Taxa SELIC até o momento de início do período de cálculo da Margem Máxima para as tarifas do Terceiro Ciclo.

1.4. Deduzir o valor atualizado no item 3 da Base Tarifária no início do período de cálculo das tarifas do Terceiro Ciclo”

Proposta COMGÁS: Onde se lê Base Tarifária, alterar para Receita Requerida.

Comentário 1: Comentário aceito.

7.10 DEMAIS CONSIDERAÇÕES - ITENS NÃO CONTEMPLADOS EXPRESSAMENTE NA NOTA TÉCNICA

7.10.1 Coexistência dos Regimes Livre e Regulado para o mesmo Usuário Livre.

Sugerimos que seja prevista a possibilidade de coexistência dos regimes livre e regulado para um mesmo Usuário Livre, por Unidade Usuária, desde que (i) no que se refere a regras de alocação, haja alocação pro rata entre os dois regimes e (ii) o Usuário Livre arque com os custos de medição necessários a possibilitar a coexistência desses dois regimes em uma mesma Unidade Usuária.

Comentário 1: Os custos de medição já estão contemplados em ambos os encargos, na TUSD e na Margem Máxima de Distribuição. Portanto o regulador poderá estudar uma forma de compensar ao usuário pelo pagamento adicional em relação ao mesmo serviço.



7.10.2 Qualidade do Gás

É importante que, em prol da operação e da segurança do sistema de distribuição, o gás comercializado por Comercializadores para Usuários Livres no Estado de São Paulo esteja de acordo com os parâmetros de qualidade previstos na regulamentação da ANP, em especial na Portaria nº 104/02, e demais regulamentação aplicável. Ainda, sugere-se que sejam previstas regras para controle de qualidade e envio de informações periódicas a respeito.

Proposta COMGÁS. Com base no acima exposto, sugerimos o quanto segue:

“ O Gás entregue no Ponto de Recepção pelo Usuário Livre à Concessionária e o Gás entregue no Ponto de Entrega pela Concessionária ao Usuário Livre deverão respeitar as especificações de qualidade mencionadas na Portaria nº 104, de 08 de julho de 2002, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP ou, após o período estabelecido no art. 12 da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, as especificações constantes da mencionada Resolução, ou, ainda, qualquer outra que venha a substituí-la.

Parágrafo Primeiro. O Usuário Livre e o Agente de Comercialização ficam obrigados a realizar as análises do Gás no Ponto de Recepção, no intervalo máximo de 24 (vinte e quatro) horas, a partir da primeira Comercialização e encaminhar o resultado à Concessionária, no caso do Usuário Livre, e à ARSESP através de certificado de qualidade, o qual deverá conter a análise de todas as características, os limites da especificação e os métodos empregados, comprovando que o produto atende às especificações aqui previstas.

Parágrafo Segundo. O Usuário Livre será responsável por garantir que a qualidade do Gás entregue no Ponto de Recepção esteja em conformidade com as especificações de qualidade previstas no caput e deverá preencher e entregar à Concessionária, no intervalo máximo de 24 horas, para cada Dia, certificado de qualidade do Gás no Ponto de Recepção com os dados enviados pelo Agente de Comercialização.

Parágrafo Terceiro. O certificado de qualidade deverá apresentar o nome do responsável técnico, com indicação de seu número de inscrição no órgão de classe competente. O Usuário Livre ou o Agente de Comercialização que deixar de efetuar a análise do Gás no Ponto de Recepção deverá preencher o certificado de qualidade com os dados enviados pelo Produtor/importador, Carregador, Transportador ou Agente de Comercialização, conforme o caso, tornando-se responsável pela sua qualidade.

Parágrafo Quarto. O Usuário Livre e o Agente de Comercialização deverão enviar à ARSESP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente àquele a que se referirem os dados enviados, um sumário estatístico dos certificados de qualidade, devendo conter:

I - identificação do Usuário Livre;

II - Mês e ano de referência dos dados certificados;

III - volume total comercializado no Mês;

IV - Ponto de Recepção onde foi realizada a análise; e

V - quadro de resultados em conformidade com o modelo constante do Anexo [__] a este Regulamento.

“A ARSESP poderá, a qualquer tempo, inspecionar os instrumentos utilizados para a elaboração do certificado de qualidade e do boletim de conformidade do gás natural especificados no artigo acima.

Parágrafo Primeiro. Caso o Gás disponibilizado pelo Usuário Livre não esteja em conformidade com as especificações de qualidade estipuladas no artigo acima, a Concessionária poderá recusar imediatamente o seu recebimento, no todo ou em parte. A suspensão do recebimento poderá continuar até que o Gás volte a ser entregue em conformidade com tais especificações de qualidade.



Parágrafo Segundo. Na hipótese do Parágrafo Primeiro acima, a Concessionária poderá aceitar o referido Gás, desde que verifique que não há prejuízo ao Sistema de Distribuição e ao Usuário Livre, garantido o seu direito de, a qualquer momento, suspender o seu recebimento, se assim entender necessário, desde que envie notificação ao Usuário Livre, com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas.

Parágrafo Terceiro. Para a Concessionária, permanecem válidas as mesmas condições e procedimentos para análise e verificação da qualidade do Gás no âmbito de seu Sistema de Distribuição, conforme seu Contrato de Concessão e demais regulamentação aplicável."

Comentário 1: O Comercializador utilizará a mesma rede de transporte, onde são verificadas as condições da qualidade do gás, sendo indistinguível a molécula que aporta ao city gate. Não é aceita a totalidade das observações.

7.10.3 Regras de Programação e Alocação do Gás - Considerações Gerais.

Antes de abordar-se qualquer tema ligado à operação da rede de distribuição, é necessário esclarecer que quem opera os pontos de recepção de gás (City-Gates) são as Transportadoras, e não as Concessionárias.

Isso implica em essência, que quando houver a entrega em um City-Gate de mais de um contrato de gás (independente do contratante), tanto a Concessionária quanto os Comercializadores e Usuários Livres deverão se sujeitar às regras de maneira geral e em particular as de alocação que estão definidas no âmbito do sistema de Transporte.

Considerando a premissa acima mencionada, o Contrato de Comercialização, a ser celebrado entre o Usuário Livre e o Agente de Comercialização, deve conter cláusulas operacionais que são essenciais e que demandam uniformização de modo a ser prática a operação do sistema de transporte e da rede de distribuição. Assim, elencamos a necessidade de se ter claro e padronizado:

- a) a identificação do(s) Ponto(s) de Recepção, onde o Gás será entregue pelo Agente de Comercialização, ou em nome deste por seu Transportador, ao Usuário Livre;*
- b) a obrigação de manter a qualidade, a pressão de entrega no Ponto de Recepção e as demais características técnicas da Comercialização de Gás consistentes com as condições técnicas dos Sistemas de Transporte e Distribuição, conforme informadas pelo Transportador e pela Concessionária ao Usuário Livre e deste o Comercializador;*
- c) o volume diário contratado, que deverá ser idêntico à Capacidade Diária Contratada, expresso em m3/dia, nas Condições de Referência (tais condições devem ser compatíveis com aquelas já praticadas com a Concessionária em seus contratos de fornecimento de gás), no âmbito do Contrato de Distribuição;*
- d) a indicação das regras de programação, que deverão ser compatíveis com as regras do Contrato de Distribuição e que já são adotadas pela Concessionária com seus Carregadores e com o Sistema de Transporte;*
- e) a previsão de que a medição do Gás comercializado deverá ser compatível com as regras de medição e alocação vigentes para a Concessionária.*

No que diz respeito ao Contrato de Distribuição, que deve ser celebrado entre o Usuário Livre e a Concessionária, este deve conter, além das cláusulas essenciais aos contratos, outras que abordem as condições gerais da Distribuição do Gás, devendo necessariamente indicar:

- a) a identificação do(s) Ponto(s) de Recepção e do Ponto de Entrega;*
- b) condições de qualidade, pressão de entrega pelo Usuário Livre no Ponto de Recepção, e pela Concessionária no Ponto de Entrega, e demais características técnicas da Distribuição do Gás, consistentes com as condições técnicas do Sistema de Distribuição, conforme informadas pela Concessionária ao Usuário Livre;*



- c) a pressão mínima e máxima de entrega no Ponto de Entrega, classe volumétrica e as demais características técnicas do fornecimento de Gás;
- d) a Capacidade Diária Contratada, expressa em m³/dia, nas Condições de Referência (tais condições devem ser compatíveis com aquelas já praticadas com a Concessionária em seus contratos de fornecimento de gás), no âmbito do Contrato de Distribuição, bem como as regras de programação do Gás para efeito de determinação da Quantidade Diária Programada;
- e) vazão instantânea no Ponto de Entrega, em m³/h, a qual será, no máximo, igual a 120% (cento e vinte por cento) da Quantidade Diária Programada dividida por 24 (vinte e quatro);
- f) a Quantidade Diária Retirada deverá corresponder à Quantidade Diária Programada, admitindo-se, em caráter excepcional, uma variação máxima de 5% (cinco por cento) para mais ou 10% (dez por cento) para menos;
- g) a Quantidade Diária Alocada deverá corresponder à Quantidade Diária Programada no Ponto de Recepção, admitindo-se, em caráter excepcional, uma variação máxima de 5% (cinco por cento) para mais ou 10% (dez por cento) para menos;
- h) as temperaturas máxima e mínima de entrega do Gás no Ponto de Entrega;
- i) os critérios de medição, que deverão observar a regulamentação aplicável;
- j) as penalidades aplicáveis às partes, conforme a legislação em vigor, inclusive penalidades por atraso no pagamento das faturas pelo Usuário Livre, suspensão dos serviços de Distribuição, penalidades por término antecipado do Contrato de Distribuição, penalidades por retirada a maior ou menor, nos Ponto(s) de Recepção e Ponto de Entrega, e penalidades por Desequilíbrio.

Comentário 1: A Agência esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.

7.10.4 Programação, Alocação, Medição e Contingenciamento do Gás

A programação das Quantidades de Gás e a alocação das Quantidades Medidas no(s) Ponto(s) de Recepção e Entrega devem observar consistência entre si para evitar-se disputas referentes a diferenças entre volumes alocados no(s) City-Gate(s) e medidos no Ponto de Entrega.

Fica evidente que as operações dos diversos contratos (da Concessionária, do Comercializador, etc), do ponto de vista do Sistema de Transporte versus o ponto de vista do Sistema de Distribuição, apresentarão diferenças de volumes.

Neste sentido, a ARSESP, com o objetivo de auxiliar a interrelação dos Sistemas de Transporte e Distribuição, deve desenvolver parceria com a ANP com vistas a estabelecer mecanismos amigáveis de solução de controvérsias para disputas envolvendo a Concessionária e os Transportadores, inclusive no que se refere às regras de medição, programação, alocação do gás e conversão de suas Condições de Referência.

Assim, entendemos e sugerimos que sejam definidas regras de Programação e Alocação com as seguintes bases:

7.10.4.1 Programação do Gás

1) A programação das Quantidades de Gás no(s) Ponto(s) de Recepção e no(s) Ponto(s) de Entrega serão confirmadas pela Concessionária, considerando:

- (i) as Quantidades Diárias Solicitadas;
- (ii) a capacidade máxima do Sistema de Distribuição;
- (iii) a Capacidade Diária Contratada por cada Usuário Livre; e



(iv) as prioridades de programação, conforme critérios aprovados pela ARSESP para situações de emergência então vigentes.

2) Os Usuários Livres serão responsáveis por informar à Concessionária as Quantidades Diárias Solicitadas, conforme regras de programação contratadas. A Concessionária confirmará as Quantidades Diárias Programadas com base nas Quantidades Diárias Solicitadas por cada Usuário Livre em seus respectivos Contratos de Distribuição.

3) O Usuário Livre deve garantir que as Quantidades Diárias Programadas informadas pelo respectivo Agente de Comercialização serão iguais às Quantidades Diárias Programadas no Ponto de Recepção informadas pela Concessionária. Por sua vez, o Agente de Comercialização deve garantir que a Quantidade Diária Programada para o Usuário Livre no Ponto de Recepção está efetivamente programada em igual volume pelo Transportador no respectivo Ponto de Recepção.

4) O Usuário Livre, com o objetivo de corrigir eventuais desequilíbrios, gerados pela alocação feita pelos Transportadores, no Sistema de Distribuição, poderá solicitar Quantidades de Gás diferentes no Ponto de Recepção e no Ponto de Entrega, observado, de toda forma, que a diferença entre a Quantidade Diária Solicitada no Ponto de Recepção e a Quantidade Diária Solicitada no Ponto de Entrega não poderá ser superior a 10%.

5) A Concessionária poderá recusar qualquer Quantidade Diária Solicitada com o objetivo de correção de Desequilíbrio, nas seguintes hipóteses: (i) a Quantidade Diária Solicitada esteja acima da Capacidade Diária Contratada ou (ii) a Concessionária não consiga programar o Gás para fins correção do Desequilíbrio junto aos seus fornecedores.

6) A ARSESP deverá garantir, por intermédio de regulamentação, que:

(i) as regras de programação no âmbito do Sistema de Distribuição e no âmbito da infra-estrutura de Transporte sejam compatíveis;

(ii) o Poder Calorífico de Referência do gás, ou o fator de conversão das Condições de Referência, incluindo o Poder Calorífico Superior (de base seca para saturada), sejam compatíveis, para fins de ajuste das condições dos Serviços de Distribuição e dos serviços de Transporte.

7) Sem prejuízo do exposto no Parágrafo Sexto acima, eventuais disputas envolvendo a Concessionária, o Usuário Livre e/ou o Agente de Comercialização referentes à medição, programação, alocação do Gás e sua interface com as quantidades de gás programadas junto ao sistema de Transporte deverão ser submetidas à resolução, em âmbito administrativo, da ARSESP.

7.10.4.2 Alocação do Gás no(s) Ponto(s) de Recepção

1) As Quantidades de Gás serão alocadas aos Usuários Livres de forma “pro rata” às respectivas Quantidades Diárias Programadas.

2) Eventuais desvios ou erros de programação por parte do Usuário Livre serão de exclusiva responsabilidade do Usuário Livre.

7.10.4.3 Medição

1) As regras e procedimentos de medição no Ponto de Entrega serão aqueles previstos na Portaria CSPE nº 160/01 e demais regulamentação aplicável.

2) No que diz respeito às regras e procedimentos de medição no Ponto de Recepção, estas deverão ser acordadas entre a Concessionária, Usuário Livre e o respectivo Transportador, conforme legislação aplicável, e aprovada pela ARSESP. Tais condições deverão ser repassadas pelo Usuário Livre ao Comercializador no Contrato de Comercialização.



7.10.4.4 Interrupção do Serviço de Distribuição

1) A Concessionária terá a prerrogativa de recusar a programação de Gás, ou ainda interromper a entrega de Gás para determinado Usuário Livre, nas seguintes hipóteses:

(i) observância aos critérios aprovados pela ARSEP para situações de emergência então vigentes;

(ii) saldo cumulativo da diferença positiva verificada entre a Quantidade Diária Retirada no Ponto de Entrega e a Quantidade Medida no(s) Ponto(s) de Recepção exceder 30% da Quantidade Diária Contratada, em qualquer Dia ou Dia(s) de determinado Mês;

(iii) caso a vazão instantânea do Gás, no Ponto de Entrega, em m³/h, exceda 120% (cento e vinte por cento) da Quantidade Diária Programada dividida por 24 (vinte e quatro);

(iv) para garantir a segurança e integridade do Sistema de Distribuição; e

(v) caso o Gás não esteja em conformidade com as especificações de Qualidade do Gás.

7.10.4.5 Balanço do Gás

1) O Balanço diário das Quantidades de Gás movimentadas no Sistema de Distribuição da Concessionária será realizado pela Concessionária em função da Quantidade Diária Alocada no Ponto de Recepção e da Quantidade Medida no Ponto de Entrega.

2) O Usuário Livre será responsável por contratar a Comercialização de todo o Gás relativo à prestação do Serviço de Distribuição, à exceção das Perdas do Sistema de Distribuição.

3) O Usuário Livre deverá envidar todos os esforços para controlar e ajustar as Quantidades de Gás retiradas junto ao Contrato de Distribuição, de modo que as Quantidades Diárias Programadas no Ponto de Entrega, sejam iguais às Quantidades Medidas no Ponto de Entrega.

Comentário 1: A Agência esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.

7.10.5 Propostas de Regras de Programação e Alocação do Gás

Para poder contemplar de maneira estruturada os diversos temas abordados neste documento no que diz respeito à Programação e Alocação do gás, apresentamos abaixo um conjunto de regras e procedimentos que têm como objetivo disciplinar estes temas de altíssima relevância e complexidade de forma a evitar-se disputas que podem se tornar onerosas para todos os agentes envolvidos.

Tais regras e procedimentos sugeridos são:

7.10.5.1 Programação

1. O Usuário Livre enviará mensalmente à Concessionária e ao seu Agente Comercializador, com no mínimo 10 (dez) dias de antecedência ao início de cada Mês, notificação escrita contendo as Quantidades Diárias Solicitadas para o Mês em referência e para os dois Meses subsequentes.

1.1. Para o primeiro Mês, a Notificação de que trata o item 1 será enviada com 10 (dez) dias de antecedência ao Início do Serviço de Distribuição.



1.2. A notificação referida no item 1 explicitará as Quantidades Diárias Solicitadas por Ponto de Recepção e Ponto de Entrega, para cada Dia, levando em conta:

(i) que as Quantidades Diárias Solicitadas (QDS) em cada Ponto de Recepção não poderão ser superiores à Capacidade Diária Contratada para o referido Ponto de Recepção;

(ii) que as Quantidades Diárias Solicitadas (QDS) no Ponto de Entrega não poderão ser superiores à Quantidade Diária Contratada para o Ponto de Entrega;

(iii) a ocorrência de Paradas Programadas; e

(iv) a ocorrência de Caso Fortuito ou Força Maior.

2. As Quantidades Diárias Solicitadas para um determinado Dia poderão ser alteradas (aumentada ou diminuída) pelo Usuário Livre, mediante envio de notificação à Concessionária até as 16:00 (dezesseis horas) do segundo dia anterior ao Dia do fornecimento correspondente, observadas as condições estabelecidas no item 1.2 acima:

2.1. Até as 15:00h (quinze horas) do dia anterior a cada Dia, a Concessionária, mediante envio de notificação ao Usuário Livre, deverá confirmar a aceitação das Quantidades Diárias Solicitadas para cada Ponto de Recepção e para o Ponto de Entrega, as quais serão consideradas Quantidades Diárias Programadas, ou informar sua recusa, hipótese em que serão aplicados os termos do item 3.1, abaixo.

2.1.1. Caso a Concessionária não se pronuncie nesse prazo, considerar-se-á como aceita e confirmada tal programação, para fins de definição das Quantidades Diárias Programadas do correspondente Dia.

2.2. É responsabilidade do Usuário Livre, garantir que a sua Quantidade Diária Programada nos Pontos de Recepção junto a Concessionária e ao Agente Comercialização sejam iguais.

2.2.1. É responsabilidade do Agente de Comercialização garantir que a Quantidade Diária Programada do Usuário Livre no Ponto de Recepção será programada pelo Transportador.

2.2.2. Será utilizado o fator [0,998940] para correção de volumes em 9400 Kcal/m³ em base seca nas Condições de Referência para os volumes em 9192,805 Kcal/m³ em base saturada nas Condições de Referência.

Até as 17:00h (dezessete horas) do dia anterior a cada Dia, o Usuário Livre, mediante envio de notificação à Concessionária e ao Agente de Comercialização, deverá solicitar a redução das quantidades diárias programadas para os Pontos de Recepção e de Entrega com o objetivo único e exclusivo de acertar a não confirmação da sua Quantidade Diária Solicitada por um desses agentes, de forma a garantir que todos os agentes envolvidos tenham programado a mesma quantidade de gás no Ponto de Recepção.

2.4. As Quantidades Diárias Solicitadas (QDS) poderão ser recusadas pela Concessionária caso as solicitações do Usuário Livre não se enquadrem nos requisitos previstos no item 1.2.



2.4.1. Ocorrendo a recusa prevista no item 2.3, será considerada como Quantidade Diária Programada a última solicitação do Usuário Livre que tenha se enquadrado nos termos do item 1.2.

3. Havendo condições técnico-operacionais e acordo das Partes, na forma do item 3.1 abaixo, as Quantidades Diárias Programadas poderão ser alteradas para mais ou para menos, em cada Ponto de Recepção ou Entrega, no decorrer do Dia, considerando-se as quantidades assim alteradas como Quantidades Diárias Programadas do referido Dia.

3.1. A solicitação de alteração das Quantidades Diárias Programadas prevista no item 6.4 deverá ser realizada mediante Notificação, contendo as novas Quantidades Diárias Solicitadas entregue pelo Usuário Livre à Concessionária até as 12:00h do Dia, devendo a Concessionária confirmar ou recusar a solicitação do Usuário Livre até as 15:00h do mesmo Dia. A falta de resposta da Concessionária será considerada como não alteração das Quantidades Diárias Programadas.

3.2 .Excepcionalmente, ocorrendo problemas operacionais que restrinjam a disponibilização da Quantidade Diária Programada em um determinado Ponto de Entrega, para um determinado Dia, a Concessionária enviará Notificação comunicando o fato ao Usuário Livre, sem que tal Notificação descaracterize a Falha no Fornecimento, excetuadas as hipóteses de Caso fortuito ou Força Maior.

4. A Concessionária compromete-se a disponibilizar para o Usuário Livre, no Ponto de Entrega, a cada Dia, uma Quantidade de Gás igual à Quantidade Diária Programada (QDP) para o correspondente Dia.

7.10.5.2 Encargos e Penalidades referentes à Programação e Retirada do Gás pelo Usuário Livre

5. A Concessionária enviará mensalmente para ARSESP, e manterá por 5 (cinco) anos, registros precisos das:

- (i) Quantidades Diárias Programadas e Quantidades Diárias Alocadas, nos Pontos de Recepção, referentes ao Mês anterior, para cada contrato de suprimento de Gás do qual a Concessionária é parte, assim como para os Contratos de Distribuição com os Usuários Livres;
- (ii) Quantidades Diárias Programadas e Quantidades Medidas no Ponto de Entrega, para cada Usuário Livre, referentes ao Mês anterior, no âmbito de cada Contrato de Distribuição; e
- (iii) interrupções e restrições de capacidade ocorridas no Sistema de Distribuição.

7.10.5.3 Penalidades por Retirada a Maior ou Menor do que a Quantidade Diária Programada no Ponto de Recepção

6. Caso, em determinado Dia, a Quantidade Diária Alocada ao Usuário Livre no Ponto de Recepção seja superior a 105% (cento e cinco por cento) da Quantidade Diária Programada no Ponto de Recepção, o Usuário Livre pagará à Concessionária, além do faturamento normal dos Serviços de Distribuição, uma penalidade calculada pela seguinte fórmula:

$$PRMPR = [0,50] \times [(TCL)] \times (QDA - 105\% QDPR) \text{ Onde:}$$



PRMPR - Valor, no Dia, da penalidade por Retirada a Maior que a Programada no Ponto de Recepção, a ser pago pelo Usuário Livre à Concessionária, expresso em R\$;

QDA - Quantidade Diária Alocada ao Usuário Livre neste Dia, no Ponto de Recepção; QDPR - Quantidade Diária Programada pelo Usuário Livre, no Ponto de Recepção;

TCL - Teto da Tarifa dos Serviços de Distribuição aplicável à Quantidade Diária Contratada com o Usuário Livre, conforme Contrato de Distribuição.

7. Caso, em determinado Dia, a Quantidade Diária Alocada ao Usuário Livre no Ponto de Recepção seja inferior a 95% (noventa e cinco por cento) da Quantidade Diária Programada no Ponto de Recepção, o Usuário Livre pagará à Concessionária, além do faturamento normal dos Serviços de Distribuição, uma penalidade calculada pela seguinte fórmula:

$$PRMePR = [0,50] \times [(TCL)] \times (95\% QDPR - QDA)]$$

Onde:

PRMePR -Valor, no Dia, da penalidade por Retirada Menor que a Programada, a ser pago pelo Usuário Livre à Concessionária, expresso em R\$;

QDA - Quantidade Diária Alocada ao Usuário Livre neste Dia, no Ponto de Recepção; QDPR - Quantidade Diária Programada pelo Usuário Livre, no Ponto de Recepção;

TCL - Teto da Tarifa dos Serviços de Distribuição aplicável à Quantidade Diária Contratada com o Usuário Livre, conforme Contrato de Distribuição.

7.10.5.4 Penalidades por Retirada a Maior ou Menor que a Quantidade Diária Programada no Ponto de Entrega

8. Caso, em determinado Dia, a Quantidade Medida no Ponto de Entrega do Usuário Livre seja superior a 105% (cento e cinco por cento) da Quantidade Diária Programada no Ponto de Entrega, o Usuário Livre pagará à Concessionária, além do faturamento normal dos Serviços de Distribuição, uma penalidade calculada pela seguinte fórmula:

$$PRMPE = [0,50] \times [(TCL)] \times (QM - 105\% QDPE)] \text{ Onde:}$$

PRMPE -Valor, no Dia, da penalidade por Retirada Maior que a Programada, a ser pago pelo Usuário Livre à Concessionária, expresso em R\$;

QM - Quantidade Medida no Ponto de Entrega do Usuário Livre, para determinado Dia; QDPE - Quantidade Diária Programada pelo Usuário Livre, no Ponto de Entrega;

TCL - Teto da Tarifa dos Serviços de Distribuição aplicável à Quantidade Diária Contratada com o Usuário Livre, conforme Contrato de Distribuição.

9. Caso, em determinado Dia, a Quantidade Medida no Ponto de Entrega do Usuário Livre seja inferior a 95% (noventa e cinco por cento) da Quantidade Diária Programada no Ponto de Entrega, o Usuário Livre pagará à Concessionária, além do



faturamento normal dos Serviços de Distribuição, uma penalidade calculada pela seguinte fórmula:

$$PRMePE = [0,50] \times [(TCL)] \times ([95]\% QDPE - QM)]$$

Onde:

PRMePE - Valor, no Dia, da penalidade por Retirada Maior que a Programada, a ser pago pelo Usuário Livre à Concessionária, expresso em R\$;

QM - Quantidade Medida no Ponto de Entrega do Usuário Livre, para determinado Dia; QDPE - Quantidade Diária Programada pelo Usuário Livre, no Ponto de Entrega;

TCL - Teto da Tarifa dos Serviços de Distribuição aplicável à Quantidade Diária Contratada com o Usuário Livre, conforme Contrato de Distribuição.

7.10.5.5 Penalidade por Desequilíbrio de Entrega no Ponto de Recepção ou Retirada no Ponto de Entrega

10. Apesar dos esforços do Usuário Livre, é reconhecido que ocorrerão Balanços positivos ou negativos denominados Desequilíbrios e que tais Desequilíbrios geram impactos adversos à programação e operação do Sistema de Distribuição. O Usuário Livre, a Concessionária e o Agente de Comercialização cooperarão para minimizar e eliminar quaisquer Desequilíbrios que venham ocorrer.

11. Em qualquer momento em que ocorra um Desequilíbrio, é responsabilidade do Usuário Livre corrigir referido Desequilíbrio por intermédio de suas programações de Gás nos Pontos de Recepção e/ou Entrega.

11.1. Na hipótese de ocorrência de Desequilíbrio em determinado Mês, positivo ou negativo, superior a [__]% da Quantidade Diária Contratada, o Usuário Livre pagará uma penalidade para a Concessionária de [__]% sobre o saldo do Desequilíbrio, adicionalmente à obrigação de corrigir referido Desequilíbrio, conforme previsto no caput.

11.2. Com 10 (dez) dias antes do final do prazo do Contrato de Distribuição, a Concessionária informará ao Usuário Livre o Desequilíbrio remanescente e, antes da expedição do último documento de cobrança, o mesmo deverá ser reduzido a zero pelo Usuário Livre.

12. O pagamento das penalidades previstas neste Anexo será efetuado na data do vencimento da fatura do Serviço de Distribuição do Mês em questão, sujeitando-se o não-pagamento neste prazo aos mesmos acréscimos e demais regras aplicáveis às faturas pagas em atraso, conforme Contrato de Distribuição e legislação aplicável.

13. Sem prejuízo das penalidades previstas neste Anexo, caso o Usuário Livre descumpra os limites aqui previstos e no Contrato de Distribuição quanto às Quantidades Diárias Retiradas, e isto implique risco à operacionalidade do Sistema de Distribuição, a Concessionária poderá restringir ou interromper o Serviço de Distribuição no Ponto de Entrega, sem quaisquer ônus para a Concessionária. A Concessionária deverá posteriormente, mas assim que possível, notificar o Usuário Livre esclarecendo o motivo de referida restrição ou interrupção.

Comentário 1: A Agência esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas deliberações.



8 DELTA ECONOMICS & FINANCE

Luiz Nelson Porto Araujo de Delta solicitou a disponibilização das referências feitas no documentos contidos na Nota Técnica

Comentário: A bibliografia está inclusa na nota técnica versão final.

9 GAS BRASILIANO GBD

9.1 FILOSOFIA REGULATÓRIA GERAL

A concessão do serviço público em regime monopolista costuma ser uma solução comum para prover certos bens públicos, como serviços de infra-estrutura. O monopólio natural ocorre quando uma única empresa tende a oferecer bens ou serviços a um custo menor, caso houvesse outros competidores. Desta forma, em casos de monopólios naturais é necessário haver uma regulação que forneça sinais ao monopolista sob a ótica econômica, através de critérios de precificação, remuneração e qualidade, incentivando o monopolista a desenvolver sua atividade com qualidade e controle de custos.

A indústria do gás natural, caracterizada por elevados custos afundados e rendimentos crescentes de escala, com custo médio e marginal decrescentes, é um caso de monopólio natural e a regulação tarifária definida para este serviço no Estado de São Paulo resulta no uso de métodos combinados, a citar price cap e revenue cap.

Este sistema misto de regulação tarifária baseia-se em tarifas máximas permitidas (price cap) por tipo de usuário (discriminadas por uso ou tipo de setor), conjugadas com uma margem¹ média máxima (average revenue cap) em que se determina uma margem máxima média por m³ de gás vendido.

O ajuste nos custos de gás e transporte ocorre pelo mecanismo de pass through, sendo as variações destas parcelas repassadas às tarifas anualmente, através de uma conta de compensação acumulada no período. Esta sistemática de repasse anual gera distorções em comparação aos preços relativos de energéticos substitutos que têm seus preços ajustados de acordo com o mercado. Essa situação pode gerar tarifas relativas muito baixas - em segmentos onde o mercado do energético alternativo se eleva durante o período - ou tarifas muito altas, não competitivas, quando o preço do energético alternativo se encontra baixo, obrigando a Concessionária a praticar descontos para manter Usuários de tal segmento. O repasse do ajuste dos custos de gás e transporte (pass through) deveria ser automático ou, no mínimo, trimestral. O ajuste apenas anual pode imbutir variações altíssimas causadas por variações no preço do petróleo (logo na cesta de óleos internacionais que compõe o cálculo da molécula) e ou no câmbio. Logo, um repasse mais imediato deve ser feito ao menos para o segmento industrial, na qual o energético substituto (óleo combustível) é reajustado de acordo com as condições de mercado sistematicamente, conforme pode ser atestado na divulgação dos preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

A estrutura tarifária é binomial, ou seja, as tarifas possuem duas componentes: encargo fixo por Usuário e encargo variável por consumo. Na Nota técnica em análise a ARSESP manifesta que manterá a estrutura tarifária desta forma, em oposição à estrutura tarifária trinomial (encargo fixo por Usuário, encargo variável por consumo e encargo por capacidade), pois alega "...dificuldades para adaptar os Contratos de Fornecimento em vigência à nova estrutura tarifária". Consideramos que a implantação de tarifas trinomiais é a estrutura tarifária mais justa, pois se aproxima ao formato de custos de cada Usuário ou de cada perfil de Usuário,

¹ É a receita anual menos os custos de gás e transporte dividido o volume total distribuído.



evitando subsídios cruzados entre Usuários que possuem consumos médios semelhantes, porém com necessidade de capacidade distinta. Para os grandes Usuários, que contam com medição de capacidade, não resulta complicado a aplicação de um encargo de capacidade.

Entretanto, deve haver simetria com relação às tarifas do mercado cativo e desregulado, pois mesmo que pareça lógico cobrar os Usuários livres considerando um encargo de capacidade, estrutura tarifária semelhante deve existir no mercado cativo, pois, se o desenho tarifário não for adequado, os Usuários podem mover-se entre o mercado cativo e livre buscando seu melhor posicionamento. Desta forma, o fator de carga deve ser considerado para todos os Usuários, do mercado livre e também regulado.

O ajuste da margem ocorre anualmente conforme variação da inflação do ano anterior, descontando-se a produtividade obtida no período através de um fator "X". Também a margem média por unidade de volume é ajustada quando esta supera o teto estabelecido, havendo a devolução do excedente através de um termo de ajuste "K". No caso específico do Estado de São Paulo, a definição da margem máxima se realiza em função de um volume projetado de vendas. O fator K serve, então, para corrigir a variação entre a margem máxima permitida e a margem obtida teórica por efeito das variações nos volumes distribuídos.

Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

O price cap por categoria e revenue cap médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas, tiram a flexibilidade da empresa em alocar gás em diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes.

Segundo a própria ARSESP, o Fator K seria um "Termo de Ajuste a aplicar no período "t" ($R\$/m^3$), que tem por objetivo corrigir os desvios produzidos durante o período (t-1) da correspondente MM prevista em relação à efetivamente verificada nesse período (MO)." Ocorre que, ao calcular a margem teórica obtida (MO), resultante da multiplicação do volume real vendido pela tarifa máxima permitida, obtêm-se uma margem irreal não auferida pela Concessionária, e não uma margem efetiva que seria obtida pela multiplicação do volume real vendido pela tarifa real praticada (com a aplicação de descontos). Logo, o fator K resultante não regula a receita máxima permitida, ao contrário, regula somente o volume real vendido, sendo, então, não um regulador da margem máxima, mas um simples ponderador de volumes.

Em realidade, o próprio desvirtuamento do termo K em fator de ajuste de volumes descaracteriza o revenue cap pois, este em sua essência visa controlar os ganhos do monopolista via um máximo de ingressos obtidos, e não visa ser um mero fator de correção de volumes previstos.

Logo, o fator K como definido atualmente torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a Concessionária não obteve. O fator não regula a margem máxima permitida à companhia e desestimula a possibilidade da Concessionária em conceder descontos, pois não considera as tarifas reais praticadas. Ou seja, as sinalizações do atual fator K são totalmente incorretas, pois indicam à Concessionária que, mesmo obtendo uma margem inferior à margem máxima permitida (devido por exemplo a fatores de mercado), poderá ser penalizada através do redutor de suas tarifas máximas no próximo ano, e não conseguindo recuperar os seus custos necessários para obter a rentabilidade aprovada pelo regulador. Isto pode desincentivar a distribuidora em expandir seus serviços, pois não conta com as ferramentas necessárias para poder gestionar de maneira eficiente o seu mercado.

Complementarmente, há de se atentar pelo fato de que, apesar de ser um monopólio, a Concessionária tem preços tetos limitadores das tarifas por categoria e concorre com energéticos substitutos, o que restringe efetivamente seu poder de mercado obrigando, em muitos casos, a concessão de descontos que reduz a rentabilidade autorizada à companhia.



Como conclusão, tem-se que a aplicação conjunta das metodologias de regulação price cap e revenue cap em São Paulo é anômala, pois a metodologia do Fator K não funciona como regulador de receita máxima e, ao contrário, serve apenas como penalização a erros de previsão e concessão de descontos, reduzindo a oportunidade da Concessionária em obter rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, conforme determina o marco regulatório do Estado de São Paulo. Deve-se adotar simetria na utilização do fator K (aplicar se positivo ou negativo) e calculá-lo com as margens reais obtidas, e não pelas tarifas máximas.

Comentário 1: A Agência na Nota Técnica tem considerado a necessidade de aplicação de tarifas trinômicas, tanto que nos novos contratos passa a ser exigida a possibilidade da sua implantação.

Comentário 2: A aplicação das metodologias de regulação Price Cap e Revenue Cap está estabelecida nos Contratos de Concessão.

Comentário 3: A ARSESP deverá realizar ajustes à aplicação do Termo de Ajuste K, que permita uma melhor previsibilidade das margens sem alterar as bases estabelecidas nos Contratos de Concessão. Por exemplo, metodologia considera as margens máximas e não as margens reais.

Comentário 4: A assimetria da aplicação do Fator K está também estabelecida nos Contratos de Concessão.

9.2 ABERTURA DE MERCADO

9.2.1 Comentários Gerais

Os objetivos propostos pela ARSESP com a Abertura de mercado são habilitar o direito do usuário de escolher o prestador, dar acesso sem discriminação ao uso da infra-estrutura de distribuição e manter sustentável os rendimentos de distribuição em condições de entrada de novos comercializadores.

Atualmente, não existem condições para uma abertura do mercado enquanto há somente um operador integrado (monopolista), PETROBRAS, e não se sabe ainda os impactos e alterações de mercado que a “Lei do Gás”, enviada pelo Congresso Nacional para sanção presidencial, irá provocar.

Entretanto, considerando-se que a ARSESP prosseguirá com a Abertura de Mercado mesmo assim e tendo-se seus objetivos em vista, a proposta deverá ser feita com o máximo de consistência possível, a fim de tentar criar condições para que a mesma obtenha o mínimo de êxito e não prejudique o estado regulamentar atual. Porém existem nas proposições iniciais apresentadas pela ARSESP pontos de atenção e alguns vazios que merecem cuidados e discussão antes da implementação efetiva da Abertura, como a relação entre demanda e tarifas que poderá ser afetada pela Abertura, os impactos nos compromissos de gás e transporte já contratados pelas Concessionárias, pré-avisos e requisitos para os Usuários tornarem-se livre, responsabilidades do comercializador de última instância e a qualidade do gás, entre outros.

Comentário 1: A abertura do mercado está estabelecida nos Contratos de Concessão e leva em conta –sempre que aplicáveis– os pontos apresentados pelo interessado.

9.2.2 Necessidade de arcabouço legal e regulamentação jurídica da Abertura

A metodologia de Abertura necessita de uma regulamentação jurídica, pois é genérica e carente de especificidades. Não há menção da previsão legal que norteará a Abertura. O devido processo legal deverá ser normatizado, com a elaboração das regras; regulamentos; requisitos e documentos exigidos para a autorização prevista pela ARSESP para o exercício da



atividade de comercialização; as condições claras e inequívocas para a Concessionária voltar a fornecer ao Usuário livre e também no momento em que a Concessionária passa a agir como fornecedora de última instância durante situações de crise de fornecimento; bem como deve ser elaborada a regulamentação que norteará quando o usuário compra um serviço desagregado.

Deverá ser editado o Regulamento e Código de Conduta para os Agentes da Atividade de Comercialização com suas normas, procedimentos e regulamentos.

Definidas as diretrizes regulatórias básicas para a Atividade de Comercialização, deve ser elaborado o ordenamento que norteará estas diretrizes, como também as diretrizes do Regulamento e Código de Conduta para os Agentes da Atividade de Comercialização.

No tocante às regras para medição, este regramento deve ser muito bem redigido, deixando claro e inequívoco as responsabilidades do Distribuidor e do Comercializador. É necessário definir também se os contratos de nominação de gás serão validados pela ARSESP.

Na nota técnica deve-se fixar as definições, conceitos, regulamentações e mecanismos de resolução de controvérsia no que tange ao relacionamento entre os três agentes (comercializador-distribuidora-usuário). Sem a definição prévia à Abertura de Mercado existe um risco enorme, principalmente jurídico, em caso de omissões, lacunas e contradições regulatórias.

Comentário 1: Nesta etapa do processo, a Agência estabelece e aprova as diretrizes para o processo de abertura. Se esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.

9.2.3 Impacto da demanda no cálculo das tarifas de comercialização

Neste processo de Abertura haverá grande mobilidade da demanda de gás que impactará nos cálculos das tarifas. Para tratar este tema existem duas possibilidades: atribuir o risco de variação da demanda aos consumidores, havendo um encargo variável que se ajustaria periodicamente de acordo com a queda ou aumento de demanda, ou atribuir o risco de demanda ao concessionário, neste caso estimando-se uma demanda regulada (única demanda segura num ambiente em concorrência) e sobre esta demanda calcular o encargo tarifário de maneira que perdas ou ganhos de rendimentos decorrentes de erros de estimação caberiam à Concessionária.

Comentário 1 O risco da projeção da demanda está incluído na parcela da margem correspondente aos custos de comercialização.

As perdas e ganhos são próprios da concorrência neste segmento.

9.2.4 Cálculo da tarifa de comercialização

Adicionalmente, a tarifa da atividade de comercialização deve ser calculada, independentemente da tarifa de distribuição. Propõe-se que no cálculo da tarifa de comercialização seja incluída unicamente a demanda dos usuários cativos (demanda regulada), pois nestes usuários os custos de comercialização são mais elevados - assumindo que o custo marginal de um usuário livre deve ser menor do que o custo médio tarifário.

Existem vários riscos, caso sejam incluídas na tarifa de comercialização tanto a demanda regulada como a não regulada: desequilíbrio de mercado, pois no custo de comercialização (de natureza fixa) cobrar-se-ia toda a demanda do mercado, incluindo o segmento que não é abrangido pelo mercado regulado; existência de subsídios cruzados, pois com o estabelecimento de um encargo médio ocorreriam subsídios cruzados entre segmentos de mercado e os diferentes perfis de consumo, onde aqueles Usuários cujos consumos são superiores aos médios arcariam com valores maiores do que proporcionalmente seus custos unitários; priorização dos melhores Usuários ("desnate" de mercado) por parte das



comercializadoras, que concentrariam seus esforços comerciais em atender aos nichos de mercado de maior consumo e menor custo; falta de neutralidade na concorrência, pois se não seja calculada uma tarifa real à Concessionária faltaria a essa capacidade de competir no mercado em igualdade de condições; geração de rendas e entrada de comercializadores ao mercado ainda com custos ineficientes.

A margem atual praticada pelas Concessionárias é basicamente (e quase integralmente) para remunerar a distribuição, pois os custos com comercialização dentro da estrutura geral de custos são mínimos. No entanto, após a Abertura alguns custos de comercialização continuam existindo para concessionária, como nominação e repasse de informações de medição, mesmo não sendo o Usuário livre cliente de comercialização da Concessionária. Logo, estes custos tem de ser reconhecidos à Concessionária.

Nessa linha, com a introdução da comercialização desregulada é necessário também a reformulação do Plano de Contas que preveja a separação dos custos de comercialização e distribuição.

Comentário 1 Na Nota Técnica no item 3.3.2.1 está previsto o cálculo separado dos encargos de distribuição e de comercialização.

Comentário 2 Os regulamentos da ARSESP serão revistos na medida na necessidade em face do processo de Revisão Tarifária. Quanto ao plano de contas a reformulação será no sentido de atendimento do exposto nos Anexo X e XI da Nota Técnica, que prevê no pedido de informação, a discriminação entre estas atividades.

9.2.5 Remuneração por uso do sistema de distribuição

A maior parte dos custos incrementais de uma rede de distribuição está relacionada ao atendimento da capacidade reservada a cada consumidor. Para obter-se a receita permitida à Concessionária, seria necessário alocar a maior parcela dos custos de prestação do serviço relacionando-os à capacidade.

Segundo este raciocínio, é necessário a adoção de compromisso de ship or pay, ou uma tarifa fixa mensal de reserva de capacidade, relacionada aos custos de distribuição. Desta forma, haveria garantia para a Concessionária do recebimento de sua receita permitida, além de distribuir os riscos entre Concessionária e consumidores uma vez que estes tenham um sinal correto no momento de dimensionar suas necessidades de capacidade de consumo. Admitir a assinatura de contratos com cláusulas de ship or pay, em realidade, é algo elementar no mundo inteiro em se tratando de serviço de distribuição de gás natural, em percentuais próximos à capacidade construída para o Usuário. Não compreende-se como os contratos e a metodologia tarifária de São Paulo não os cita.

Da mesma forma, é interesse estabelecer compromisso de take or pay no contrato entre o comercializador e o consumidor livre, a fim de haver uma sinalização correta da necessidade de consumo do consumidor.

Comentário 1: O assunto não esta sendo discutido na Nota Técnica.

Comentário 2: A Agência na Nota Técnica tem considerado a necessidade de aplicação de tarifas trinômicas que consideram um encargo por capacidade, tanto que nos novos contratos passa a ser exigida a possibilidade da sua implantação. Desta forma se compartilha o risco entre os usuários e a Concessionária.

9.2.6 Desconto na tarifa de distribuição

O ponto incontroverso é que as margens de distribuição permitem a aplicação de descontos por parte da Concessionária, onde estes descontos são discricionários por parte desta, cabendo somente a ela em função de política comercial a decisão de outorgar os mesmos aos



Usuários. Além disso, a ARSESP não pode (e nem deveria) obrigar ou mesmo sugerir à Concessionária praticar uma tarifa inferior àquela regulada.

Também não é aceitável repassar aos Usuários livres um desconto praticado no ano anterior aos Usuários regulados, já que um ano não é correlato ao seguinte (cenário energético diferente). Muitas vezes a necessidade do desconto está relacionada ao interfuel competition, parte dele relacionada à própria estrutura criada pela ARSESP através do ajuste apenas anual do custo do gás e transporte.

Comentário 1: A proposta de desconto na TUSD, prevista no item 3.3.2.1 da Nota Técnica nº RTM/02/2009ARSESP, não torna compulsória referida prática como colocado nas contribuições acima destacadas. Considerando que referido desconto incide sobre a margem de distribuição, que é uma componente considerada no serviço integrado e no serviço desagregado, a proposta visa evitar discriminação pela distribuição em função do mercado: regulado ou livre. Observamos que a faculdade da concessionária praticar descontos está prevista na Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira, sujeita a algumas condições, das quais se destaca o tratamento não discriminatório a usuários em situações similares (inciso II da Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira c/c Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda). E a regulamentação das condições de concessão de descontos é atribuição do regulador, conforme parágrafo único do art. 42 do Decreto 43.889/1999, que deve considerar os princípios da prestação do serviço público de gás canalizado, destacados nos inciso do art. 3º do mesmo Decreto, dos quais se destaca o incentivo à competitividade e tratamento não discriminatório entre usuários do serviço em condições similares.

Comentário 2 A proposta metodológica de apurar os descontos médios dos usuários potencialmente livres para em um ano para aplicar no ano seguinte, foi a melhor alternativa encontrada pelo regulador para a aplicabilidade do conceito, já que não é possível a migração de descontos simultânea entre os dois mercados.

9.2.7 Pré-aviso

Com relação ao gás e transporte já contratados pela Concessionária, supõe-se na nota técnica que estes contratos deveriam ter-se realizado sob o suposto da Abertura de mercado e que, portanto, deveriam ter incluído as previsões da realocação destes compromissos. Argumenta ainda que a diminuição dos volumes de gás consumido por saídas para o mercado livre se compensaria com os incrementos de volumes da demanda dos usuários residenciais e comerciais e que a Concessionária poderia conceder descontos com a finalidade de manter Usuários.

A respeito deste raciocínio, os descontos se deveriam fazer na comercialização, já que este é o negócio em concorrência e, com relação aos contratos já firmados, é incorreta a lógica proposta pelo regulador de que o volume perdido para o mercado livre pode ser substituído pelo crescimento do mercado cativo. Os Usuários aptos a se tornarem livres, tendem a deslocar grandes volumes de gás que não serão absorvidos pelos usuários residenciais e comerciais em virtude de seu baixo consumo de gás. Além disso, mesmo conhecendo a possibilidade da Abertura de Mercado, a contratação de volumes só pode ser feita em longo prazo, além de que a demanda deve ser considerada pela Concessionária enquanto existir o mercado e que este seja atendido por ela.

Em conclusão, não há mecanismos claros que possam ser adotados para prever os resultados da concorrência, sem prejuízo dos usuários cativos. Esta situação deveria ser entendida pelo regulador e aceita nas condições de Abertura, de tal maneira que não afete o equilíbrio econômico dos distribuidores e que o impacto aos Usuários cativos seja no período de Abertura e não com anterioridade a este.

A opção de pré-aviso proposta pela ARSESP após o período de exclusividade (90 dias para contratos com até cinco anos e 12 meses para contratos superiores há cinco anos) não é razoável e trás enorme incerteza às previsões de demanda da Concessionária. Se propõe que



se ajuste o período de Abertura não como sugeri a ARSESP, senão ajustando o período de pré-aviso de dois anos proposto para a saída dos Usuários às condições contratuais antes aceitas pelos Usuários, de tal maneira que não se afete a segurança jurídica dos contratos acertados. Desta maneira, se entende que se exija o cumprimento dos dois anos de pré-aviso para a saída de Usuários para o mercado livre em qualquer caso, antes ou após o período de exclusividade, mas se mantendo o respeito e as decisões do concessionário e dos usuários ao pactuar contratos com uma duração definida, bem como as decisões do concessionário e seus provedores ao pactuar termos e condições no fornecimento e no transporte.

Se exige que para que um usuário possa efetivamente trocar de fornecedor ou negociar a tarifa como usuário livre, tenha se esgotado o atual período de contratação de fornecimento e transporte da Concessionária. No entanto, para haver a possibilidade do Usuário optar por sair do serviço regulado antes do fim de seu contrato, pode-se criar um encargo de saída que compense a Concessionária pelos custos advindos de compromissos prévios de fornecimento de gás e transporte contratados para garantir seu abastecimento.

Ao direito do usuário retornar ao serviço integrado deveria se estabelecer um prazo de aviso prévio de no mínimo 12 meses, ressalvada disponibilidade de gás e a necessidade de se realizarem investimentos em rede para atender a este Usuário em caso deste solicitar um aumento da capacidade, onde o prazo de retorno obedeceria também ao tempo necessário para realizar-se esta ampliação de capacidade.

Comentário 1: O raciocínio está incorreto, a afirmação do regulador refere-se ao crescimento do mercado regulado (inclui os potencialmente livres, os usuários com consumo inferior a 300.000 m3/mês) de forma que o seu crescimento adiciona volume muito superior aos dos segmentos residencial e comercial.

Comentário 2: A Agência propôs regras adequadas para todas as questões abordadas e em conformidade com o estabelecido no Contrato de Concessão.

Comentário 3: Os critérios de pré-aviso foram alterados e constam na Nota Técnica definitiva. Não foi modificada a sistemática de retorno do usuário livre.

Comentário 4: Esclarecemos que os critérios de investimento em rede devem atender o estabelecido nos Contratos de Concessão.

Comentário 5: Os prazos e condições de exclusividade dos serviços de gás canalizado devem observar o disposto nos Contratos de Concessão e também nas normas da Agência Reguladora, que tem a atribuição de regulamentar tais prazos e condições, nos termos do §1º. do art. 23 e do art. 47 do Decreto 43.889/1999.

O prazo de pré aviso estabelecido nos Contratos de Concessão (ex: Oitava Subcláusula da Cláusula Quinta dos Contratos de Concessão) visa assegurar que usuários atendidos pela distribuidora durante o período de exclusividade para a comercialização de gás canalizado (contratos vigentes) emitam aviso com antecedência de 2 anos para migrar do mercado regulado para o mercado livre. Essa disposição contratual tem por finalidade evitar que a abertura do mercado, com a migração de usuários já atendidos pela distribuidora, ocorra de forma abrupta, prejudicando o planejamento de mercado das distribuidoras, ou seja, permite compatibilizar os volumes a serem descontratados com os volumes estabelecidos nos contratos de suprimento de gás.

A disposição acima, referente ao pré aviso de 2 anos, não alcança usuários que venham a celebrar contratos depois da data de abertura do mercado, nem os aditivos de prazos de contratos em vigor que sejam efetuados após a abertura de mercado. Eventuais aditivos de prazo aos contratos vigentes a serem firmados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 não alterarão a data vigente de vencimento do contrato para fins de pré-aviso de dois anos, ou seja, o usuário deve cumprir o prazo vigente do contrato e, na extensão do prazo contratual, poderá se tornar usuário livre desde que tenha se manifestado com o pré-aviso de dois anos antes.



Novos contratos ou contratos com novos usuários assinados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 devem atender ao pré-aviso de dois anos para os usuários se tornarem livres, entretanto não devem condicionar o cumprimento dos períodos de pré-aviso de dois anos ao prazo de encerramento contratual. Nestes casos, o usuário somente poderá se tornar livre quando cumpridos, no mínimo, dois terços do prazo contratual.

Usuários Existentes com Contratos Vigentes

O pré aviso de 2 anos deve ser efetuado em relação à data de migração, devendo ser observado o seguinte:

- Contratos com encerramento entre 31/05/2009 e 31/05/2011: o contrato deve vigorar, no mínimo, pelo prazo necessário ao decurso de 2 anos do pré aviso, mediante o necessário termo aditivo de prazo.
- Contratos com encerramento depois da abertura do mercado: o usuário deve observar o prazo remanescente de seu contrato.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 6 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.
- Desistência depois de transcorrido 6 meses do pré aviso: a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo remanescente do contrato e por um período adicional de 1 ano, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:
 - i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
 - ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.

Usuários Novos com Contratos Regulados:

Os usuários que celebrarem contratos no mercado regulado a partir de 31/05/2011, e que desejarem optar pelo mercado livre no curso da vigência do seu contrato regulado, deverão emitir pré aviso de 6 meses em relação ao término do contrato. Essa regra também se aplica aos aditivos de prazos dos contratos regulados de usuários existentes que sejam formalizados após a abertura de mercado.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 3 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.
- Desistência após 3 meses: a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo adicional de 6 meses, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:
 - i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
 - ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.



As diretrizes colocadas, que devem ser observadas pelas distribuidoras e usuários a partir de 31/05/2009, atendem aos princípios da segurança jurídica e da razoabilidade e, ao mesmo tempo, incentivam a competitividade no contexto da abertura de mercado.

9.2.8 Consumo mínimo para opção de o consumidor tornar-se livre

Com relação ao direito do consumidor tornar-se usuário livre, a ARSESP propõe que esta opção seja possível a partir de consumos mensais (calculados pela média do ano) de pelo menos 300.000 m³/mês. Esse volume é baixo. Baseado na experiência em outros países se propõe uma gradualidade no processo de liberalização, adotando um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m³/mês, baixando gradualmente até 1.000.000 m³/mês em um período de cinco anos:

ANO	LIMITE MÍNIMO m ³ /mês
2011	5.000.000
2012	4.000.000
2013	3.000.000
2014	2.000.000
2015	1.000.000

A ARSESP também definiu os volumes a serem liberados anualmente, sendo de até 10% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior a 31 de maio de 2011, chegando a 20% nos anos seguintes. Estes percentuais devem ser discutidos. Sugerem-se percentuais de 5% no primeiro ano com percentuais de 10% nos anos seguintes.

Comentário 1: Mantêm-se o patamar estabelecido no item 3.1.1.2 subitem VII da Nota Técnica de 300.000 m³/mês compatível com o estágio de maturidade da indústria do gás no Estado de São Paulo. Entende-se que desta forma se libera um número adequado de usuários nos vários segmentos potencialmente livres.

Comentário 2: A Agência considerando as ponderações efetuadas e os limites estabelecidos nos correspondentes Contratos de Suprimento vigentes reduz o valor total a ser liberado até a próxima Revisão Tarifária, para 30% do volume total do mercado potencialmente livre (Não R e Não C), no ano de 2010, de acordo com o cronograma estabelecido na Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.

9.2.9 Definição do PUI e incremento de sua remuneração

A nota técnica da ARSESP menciona também a figura do comercializador ou prestador de última instância (PUI); no entanto o conceito não é desenvolvido amplamente e só se definem responsabilidades para as Concessionárias, mas não se desenvolve a contraprestação das mesmas nem o manejo conceitual do tema.

Relacionado com a concorrência varejista na comercialização, encontra-se o Prestador de Última Instância (PUI) naqueles contextos onde devem ser cumpridos critérios de acesso, continuidade e sustentabilidade do serviço e garantia de disponibilidade de fornecimento a todos os Usuários. Segundo a nota técnica, o desenvolvimento proposto é muito limitado e não



corresponde realmente às funções de PUI. Somente são previstas as ocasiões de crise nas quais a Concessionária como distribuidora atenderá ao usuário, porém não são estabelecidas em quais condições serão atendidos os Usuários, bem como as responsabilidades do comercializador.

Os riscos que enfrentam comercializadores e Concessionárias são diferentes, pois enquanto o concessionário deve aceitar e atender todos os Usuários, o comercializador entrante escolhe seu mercado seletivamente. A consequência principal é que resta ao Provedor de Última Instância, no caso a Concessionária, um mercado mais custoso, ou seja, na medida que os comercializadores captam os melhores Usuários, o portfólio médio de Usuários da Concessionária começa a deteriorar-se.

Existe um desbalanceamento entre as obrigações da Concessionária como Provedora de Última Instância e os riscos inerentes a essa responsabilidade que não se reconhecidas na tarifa e que, em qualquer caso, incrementariam o custo para os Usuários cativos ou gerariam um déficit para a Concessionária.

Por essas razões é conveniente definir em termos gerais o PUI e também reconhecer um incremento na sua remuneração respectiva. Neste contexto deve ser considerada uma margem adicional no encargo de comercialização do concessionário. Sugere-se que se estabeleçam claramente as responsabilidades e as retribuições de ser PUI. Também que se definam as regras de regresso de um Usuário, bem como sua sujeição à disponibilidade real de fornecimento de gás e de transporte.

A distribuidora como PUI também tem as exigências de qualidade e confiabilidade do sistema, as quais se devem levar em conta nos custos no momento de calcular a margem de distribuição.

Comentário 1: Na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.

9.2.10 Balanço físico e comercial de entrega e recepção de gás

É necessário elaborar procedimentos de programações diárias de recebimento e entrega de gás, com limitantes em 110% da quantidade diário programa – QDP, limitados a 105% da quantidade QDS e com limitantes horários também, onde deve haver multa por retiradas abaixo ou acima do programado. A multa por retiradas acima do limite é imprescindível para dar um forte sinal ao Usuário livre, pois sua ação pode por em risco o abastecimento de outros Usuários e do próprio sistema. Também se devem definir balanços de gás, capacidades diárias contratadas, ponto de entrega, ponto de recepção, etc.

Com relação às perdas técnicas, atualmente a Concessionária as repassa integralmente ao mercado, uma vez que no mecanismo de pass through atual as perdas técnicas são repassadas no próprio custo do gás aos Usuários. Com a compra sendo realizada pelo próprio Usuário à comercializadora é necessário definir um percentual justo da perda técnica e embuti-lo na compra, ou seja, o Usuário livre deverá disponibilizar no ponto de recepção a quantidade de gás equivalente a sua QDP acrescida das perdas do sistema. Sugere-se também ao regulador o estabelecimento de fiscalização para monitorar este nível de perda técnica e também para evitar sobre compras ou sobre vendas de gás.

9.2.11 Qualidade do gás

Em relação à qualidade do gás, a ARSEP abre o precedente de o Comercializador informar à Concessionária a qualidade do gás objeto de cada contrato. No entanto, o que deve ser feito é fixar padrões de qualidade a serem cumpridos independentemente do comercializador, com especificação mínima de qualidade do gás igual para todas as comercializadoras, pois a qualidade do gás no duto deve ser igual para todos os Usuários. Esta necessidade de fixar



padrões de qualidade surge do fato que a distribuidora não pode controlar a qualidade de gás por comercializador, por usuário ou por contrato, à exceção de volume e pressão. Sugerem-se as especificações de qualidade mencionadas na Portaria No. 104, de 08 de julho de 2002, da Agência Nacional de Petróleo – ANP, ou qualquer outra que venha a substituí-la.

Comentário 1: O Comercializador utilizará a mesma rede de transporte, onde são verificadas as condições da qualidade do gás, sendo indistinguível a molécula que aporta ao city gate. Não é aceita a totalidade das observações.

9.2.12 Condição de concorrência na comercialização

A ARSESP determina a separação legal da comercializadora afiliada à Concessionária. Esta restrição deveria ser estendida também para o up-stream e o mid-stream, ou seja, a estrutura de todas as comercializadoras deve ser independente da supridora, da transportadora ou da carregadora.

Entretanto, a ARSESP não deveria se focar na simples independência física e organizacional das comercializadoras, o que não faz sentido econômico, pois é ineficaz replicar estruturas que já possuem condições de operar junto a suas proprietárias. O foco deve ser possibilitar a concorrência na comercialização.

A Abertura para gerar concorrência no mercado requer condições estruturais do setor, dentre elas número de ofertantes e comercializadores. Sendo a PETROBRAS o fornecedor monopolista de gás, não se satisfaz a condição de múltiplos produtores de gás nem de concorrência prévia no mercado atacadista. No caso de um mercado com um monopólio integrado na produção e no transporte, com participação nas atividades de distribuição e, inclusive, fazendo parte no uso final do gás, a integração vertical e horizontal de fato da PETROBRAS dificulta o desenvolvimento da concorrência a clientes finais. Neste contexto, a ARSESP deve adotar medidas regulatórias coerentes para garantir que o mercado regulado não seja prejudicado pelos impactos da Abertura nas tarifas e que o mercado livre não fique à mercê do monopolista integrado não regulado.

Outro ponto é que a informação de quantidades, preço e duração dos contratos deveria ser formalizada à ARSESP e disponibilizada publicamente por esta, a fim de que possa ser constatado se realmente há concorrência e benefícios aos usuários livres. Seria, por exemplo, minimamente estranho a PETROBRAS vender gás e transporte a um usuário livre a preços mais baixos que pratica com a distribuidora, a qual compra volumes muito maiores.

O ideal para garantir concorrência na comercialização seria haver uma regulação da estrutura de mercado onde:

- se restrinja a integração vertical de tal maneira que nenhuma atividade possa ter uma integração maior que 25%, isto é, que nenhum comercializador possa estar constituído com investidores das demais atividades em mais de 25% e que esta regra seja simétrica para todas as atividades;*
- se restrinja a integração horizontal de tal maneira que nenhum comercializador possa atender um percentual da demanda do mercado potencialmente livre maior que 20%;*

As concessionárias, no caso, estariam isentas desta restrição nos negócios de distribuição e comercialização a usuários finais por serem Prestadores de Última Instância (PUI), ou seja, por atenderem o mercado por falta (usuários que não tenham selecionado outro comercializador ou usuários que ficaram sem seu comercializador atual por qualquer motivo).

Comentário 1: A Agência estará avaliando o comportamento do mercado livre nos três anos de vigência na concessão da Comgás, conforme proposto no item 3.1.1.2, subitem ii da Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.



9.2.13 Garantias

Com o relacionamento tripartite entre usuário-distribuidor-comercializador, deveriam se constituídas garantias para os serviços da distribuidora, principalmente com respeito ao inadimplemento do consumidor com a distribuidora. Nesse caso, é importante a garantia a fim de assegurar a margem de distribuição da Concessionária e não deixá-la desprotegida com respeito ao comportamento do usuário livre.

O tratamento da questão das garantias deve ser totalmente revisto, possibilitando que a Concessionária possa constituir-las na mesma base do mercado livre, posto que o risco da distribuidora fica majorado com a migração do cliente regulado para o mercado livre.

O estabelecimento de garantias é um instrumento usual de mitigação de risco no mercado mundial de gás. A própria ARSEP reconhece a possibilidade de o comercializador estabelecer garantias. É justo que a Concessionária possa também estabelecer garantias para os dois mercados, livre e regulado.

Comentário 1: Mantém-se o estabelecido no item 3.1.1.3 subitem c), 2 A disciplina aplicada aos usuários do mercado regulado no que diz respeito as garantias será estendido ao mercado livre.

9.3 CÁLCULO DO P₀

Em razão de que na última Revisão Tarifária não foi calculado o P₀, considerando-se a BRRL, foi adotado o valor da Margem Máxima tendo como base dez/2004. Similarmente, não havendo a BRRL de 2005, e coerentemente com o que foi praticado na última Revisão Tarifária, o valor de P₀ para o 3º ciclo deve ser igual à Margem Máxima tendo como base dez/2008.

Na nota técnica da revisão passada o ente regulador apresentou duas fórmulas para o cálculo de P₀, as quais se representam a seguir:

$$P_0 = \frac{BRRli - \frac{BRRlf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{[OPEX_i + ODESP_i + CAPEX_i]}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [1]$$

$$P_0 = \frac{BRRli - \frac{BRRlf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^5 \frac{w.D_i}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^5 \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [2]$$

Onde:

BRRL_i : Base Tarifária Líquida de depreciações no início do ciclo;

BRRL_f : Base Tarifária Líquida de depreciações no final do ciclo;

OPEX_i : Custos operativos, administração e comercialização no ano i;

CAPEX_i : Investimentos no ano i;

ODESP_i : Outras despesas, gastos e impostos no ano i;

D_i : Depreciação no ano i;



V_i : Volume de m^3 de gás canalizado distribuído no ano t ;

W : Taxa de impostos;

i : cada ano do período do ciclo tarifário;

r_{wacc} : em[1] custo de capital antes dos impostos

em[2] custo de capital depois de impostos

A diferença entre ambas as expressões reside no fato que na primeira expressão se calcula P_o empregando uma taxa antes de impostos, enquanto a segunda expressão se utiliza uma taxa depois de impostos. No entanto se pode demonstrar por meio de um exemplo que o valor obtido em P_o na primeira expressão difere do P_o obtido na segunda expressão, o que carece de sentido já que a margem máxima deve ser a mesma, indiferente da análise que se está realizando. Na presente revisão tarifária a nota técnica apresenta unicamente a segunda expressão a qual contém um erro devido ao efeito da taxa do imposto no fluxo de caixa, por esta razão se propõe que o cálculo de P_o se realize empregando a taxa WACC antes de impostos com a fórmula [1] a qual, ao ser antes de impostos, evita este efeito.

Resulta conveniente esclarecer que a melhor opção seria empregar a taxa equity para realizar a análise a nível do acionista, no entanto pela simplicidade do cálculo é prática habitual empregar a taxa antes de impostos como se propõe neste relatório.

Comentário 1: Esta questão não constou na Nota Técnica, no entanto a ARSESP reconhece a aplicação do P_o de 2004 para o estabelecimento da Base de Remuneração Regulatória Líquida. A partir desse valor se calculará a BRRL de 2009 adicionando investimentos e reduzindo as depreciações e baixas com o mesmo critério estabelecido no item 3.2.2.1 da Nota Técnica versão final.

Comentário 2 A fórmula de cálculo [6] incluída na página 42 da Nota Técnica, está correta, uma vez que o valor de P_0 (tarifa média de distribuição para o período), obtido a partir da citada fórmula, é o valor que permite que a taxa de retorno, depois dos impostos, que conseguiria uma empresa que houvesse enfrentado os parâmetros de custos e demanda indicados nas variáveis correspondentes, seja igual ao custo médio de capital (WACC) depois dos impostos.

9.4 SEPARAÇÃO DA MARGEM INICIAL EM COMERCIALIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO

A Abertura de mercado proposta pelo ente regulador produz uma segmentação do mercado, por um lado existirá um mercado regulado composto pelas categorias residenciais e comerciais e usuários com consumo menor a 300.000 m^3 /mês, os quais receberão da Concessionária o serviço completo que inclui gás, comercialização e distribuição; por outro lado existirá um segmento que terá a possibilidade de optar por um mercado regulado ou a contratação de um comercializador que pode ser independente ou a mesma distribuidora.

Esta Abertura requer uma modificação da estrutura regulatória já que é necessário dividir a tarifa total em uma tarifa de distribuição e uma tarifa de comercialização para que possam ser aplicadas segundo corresponda. Sobre este ponto o ente regulador propõe uma separação de custos e capital que permite obter uma receita requerida para a atividade distribuição e outra para a atividade comercialização como mostram as seguintes formulas extraídas do anexo:

$$RRD_j = \left[BD_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OD_{ji}(1-w) + ID_{j,i} - w.DD_{j,i}) - d^5 BD_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

Onde:

RRD_j = Receita da atividade de Distribuição requerida para o segmento ou classe de serviço j Residenciais, Comerciais, Industriais, GNV, Termoeletricas e Cogeração)

d é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto r que representa o custo de capital



$BD_{j,0}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no início do quinquênio

$BD_{j,5}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no final do quinquênio

OD_j = OPEX atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

ID_j = CAPEX ou investimentos atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

DD_j = Depreciações da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j

w é a taxa aplicável do imposto de renda

i = cada ano do ciclo tarifário

$$RRC_j = \left[BC_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OC_{ji}(1-w) + IC_{j,i} - w.DC_{j,i}) - d^5 BC_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

A nomenclatura é a mesma que a da equação anterior, mas para a atividade de comercialização.

Ambas as receitas se recuperam por meio de dois encargos tarifários, um de comercialização e o outro de distribuição, tal como mostram as seguintes expressões extraídas do relatório:

$$RRD = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1} t_{Dj} \cdot q_{ij} d^i$$

$$RRC_j = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1} t_{Cj} \cdot q_{ij} d^i$$

Onde:

RRD = Receita Requerida para a atividade de Distribuição;

RRC_j = Receita Requerida para atividade de Comercialização;

d é o fator de desconto;

T_{Dj} = representa as tarifas por uso de distribuição correspondentes ao segmento j ;

T_{Cj} = representa os encargos de comercialização correspondentes ao segmento j ;

$q_{j,i}$ = quantidades demandadas pelo segmento j no ano i (corresponde tanto à quantia de clientes – que multiplica os encargos fixos – como volume de consumo por tramo – que multiplica os encargos variáveis, ou capacidade contratada – que multiplica os encargos de capacidade);

No entanto esta separação dos negócios de distribuição e comercialização não se faz extensiva ao cálculo da margem máxima inicial. O ente propõe para o cálculo de P_0 a mesma fórmula que a empregada na segunda revisão tarifaria a qual se detalha a seguir:

$$P_0 = \frac{\sum_j \left[B_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (O_{ji}(1-w) + I_{j,i} - w.D_{j,i}) - d^5 B_{j,5} \right]}{\sum_{i=1}^5 d^i V_i (1-w)}$$

Esta expressão é válida para um mercado regulado que oferece um serviço integrado para todos os segmentos onde o volume distribuído seja igual ao volume comercializado. No entanto, a Abertura de mercado origina que, naqueles segmentos que podem optar por um comercializador independente, o volume distribuído defira do volume comercializado; nestes



casos a expressão anterior deixa de ser válida já que a Concessionária não poderá recuperar a totalidade de sua receita no período tarifário.

Considerando as expressões mencionadas anteriormente podemos dizer que:

$$Po = \frac{(RRD + RRC)}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} = \left(\frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} \right) = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V}$$

Como se pode apreciar da expressão anterior a margem Po permite recuperar ao final do período tarifário a receita requerida tanto para o negócio de distribuição como para o negócio de comercialização. Esta recuperação se consegue multiplicando as tarifas pelas quantidades demandadas, como se apresentou anteriormente.

Com a Abertura do mercado acontecerá que ante a possibilidade de optar por comercializadores independentes alguns usuários livres escolham esta opção. Portanto, o volume comercializado pela Concessionária possivelmente seja diferente ao distribuído pela mesma. Neste caso, a Concessionária não vai recuperar a totalidade da receita requerida de comercialização ao considerar no cálculo da margem máxima um volume de comercialização igual ao de distribuição, o que realmente não acontecerá devido à Abertura de mercado.

Então, considerando que $q_{Di} \geq q_{Ci}$ para um segmento com usuários livres:

$$RRC \geq \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_c \cdot q_{Ci}$$

Sendo t_c a tarifa teto calculada considerando a margem máxima.

É necessário aclarar que conquanto a tarifa que se cobra ao usuário não é o Po calculado, a análise é válida porque o Po deve cumprir-se a nível global, impondo uma restrição.

Como a expressão proposta pela ARSESP é válida para um mercado regulado se poderia aplicar no mercado integrado. No entanto a mesma geraria dúvidas para os usuários de segmentos livres que desejem seguir sob o sistema regulado, modalidade permitida pela regulação, por exemplo:

- Estariam todos os Usuários sujeitos ao mesmo regime tarifário?
- Os Usuários que podem optar por contratar o serviço integrado não deveriam ser considerados na expressão de cálculo do Po ?
- Que encargos seriam cobrados para aqueles usuários que só utilizam o serviço de distribuição?

Uma possível solução a este conjunto de inconvenientes é calcular um Po para o negócio de comercialização e um Po para o negócio de distribuição, cada um deles calculado com sua demanda correspondente. Desta maneira a variação das quantidades demandadas entre os dois serviços seria considerada na margem máxima obtendo-se uma quantidade mais apropriada.

Pelo dito anteriormente, o cálculo de Po se dividiria nas seguintes expressões:



$$Pod = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vd}$$
$$Poc = \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vc}$$

As tarifas para cada negócio poderiam obter-se utilizando a proposta original da nota técnica.

Comentário 1 Em primeiro lugar, existe uma questão de magnitude, quantificação e alocação dos custos de comercialização e distribuição, que serão abordados no momento em que forem realizados os cálculos específicos, bem como da análise das informações das empresas. Neste sentido, é importante ressaltar que os custos de comercialização correspondentes aos usuários (potencialmente) livres, constituem uma porção relativamente pequena dos custos totais. Em segundo lugar, uma vez identificados os custos de comercialização correspondentes aos usuários (potencialmente) livres, estes correspondem a uma atividade que entrará em concorrência. Neste sentido, os custos citados seriam custos “evitáveis”, caso a distribuidora não realize a atividade de comercialização para usuários (potencialmente) livres. Isso não significa que, dado a possibilidade que a distribuidora tem de seguir cumprindo o papel de comercializadora (para os usuários que escolherem seguir adquirindo o serviço completo ou *bundled*), esta deixa, efetivamente, de incorrer em tais custos, sem a potencialidade de evitá-los no caso de abandonar completamente tal atividade. Em terceiro lugar, a recuperação dos custos de comercialização, mediante a tarifa de uso do sistema de distribuição, não geraria um bom resultado no mercado, visto que poderia levar um comercializador a desvantagem, mesmo que este fosse mais eficiente que a distribuidora na atividade de concorrência.

9.5 EFEITO TAMANHO A SER CONSIDERADO NA TAXA WACC

Apesar da taxa WACC não estar em discussão nesta nota técnica, vale ressaltar que, com respeito ao custo de capital, é importante considerar um “adicional de taxa de retorno” para empresas que atuam em mercados em formação, tal como foi aprovado na primeira Revisão Tarifária.

Este adicional é necessário uma vez que empresas atuantes em mercados greenfield encontram-se em condições desfavoráveis para negociar o acesso a capital, já estando este conceito sedimentado na teoria financeira.

Tem-se verificado que o “beta” determinado, considerando todos os ajustes habituais, não incorpora corretamente o maior risco que os investidores requerem de uma empresa que atua neste tipo de mercado em formação.

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

Sendo assim, requer-se que seja reconhecido o “risco tamanho” à GBD, considerando a esta adicional em sua taxa de retorno.

Comentário 1: A Nota técnica RTM/02/2009 trata do assunto no item 3.2.4.



9.6 CÁLCULO DO TERMO DE AJUSTE K

“A MM é determinada e aprovada no início de cada ciclo e pode sofrer ajustes anuais em função da inflação, do fator de eficiência (Fator X) e do Termo de Ajuste K. O termo K é um fator de ajuste que compensa no ano “t” desvios da Margem Máxima ocorridos no ano anterior (t-1).”

A aplicação de um termo de ajuste que corrige os desvios da margem máxima tenta corrigir erros que podem ser originados em função da estrutura do volume de gás projetado para cada segmento e o efetivamente consumido. O cálculo do fator K se realiza aplicando as tarifas teto aprovadas e os volumes realmente distribuídos. O diferencial entre a Margem Máxima teórica e a margem teórica obtida resulta fundamentalmente das diferenças entre a alocação dos volumes previstos por faixas e segmentos e a alocação real obtida.

Sendo este um termo que se utiliza para corrigir os desvios, a aplicação do mesmo poderia dificultar o desenvolvimento das redes de distribuição de alguns Usuários ao não permitir a conexão de usuários residenciais, já que a inclusão dos mesmos poderia gerar uma margem maior unitária, independentemente dos descontos aplicados, em virtude de que as tarifas residenciais são as que contribuem com uma margem maior.

Ao desconsiderar as tarifas reais aplicadas (tarifas com desconto), a Concessionária não recupera a receita regulatória calculada. Esta aplicação viola o princípio regulatório de recuperar a receita que foi aprovada à empresa.

Pelo dito anteriormente, consideramos que o fator de ajuste K deve considerar uma MM média calculada com as tarifas realmente aplicadas.

Outra observação importante é a determinação de que “se MO_{t-1} é menor que MM_{t-1} , então $K_t = 0$ ” (pagina 47), ou seja, a aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a Concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período; no entanto, se a Concessionária obtém uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a 0, e a empresa não recebe uma compensação em tal sentido. Essa determinação não faz o menor sentido, pois o fator K, desta forma, apenas penaliza erros da Concessionária desfavoráveis aos consumidores, havendo aí um desbalanceamento na regra determinada pelo regulador.

É por isto que se propõe que o fator K seja simétrico, permitindo também ajustes positivos quando o rendimento obtido for menor ao projetado. Isto é, se a MM média efetiva (obtida) foi menor que a MM média prevista (fator $K < 0$) deveria ser passada aos Usuários no seguinte ano. A Abertura de mercado obriga à Concessionária a desdobrar seu negócio em distribuição e comercialização gerando-se uma tarifa de distribuição e outra de comercialização, ademais a criação dos denominados usuários livres pode gerar um volume distribuído pela Concessionária diferente do volume comercializado pela mesma.

Também é interessante ter em conta o fato que a soma de dois fluxos de caixa das atividades de distribuição regulada e da comercialização regulada é diferente do fluxo de caixa da atividade de distribuição integrada.

Considerando estes pontos se pode concluir que o fator K de um negócio vai resultar diferente do outro negócio, já que as margens obtidas, os volumes reais e os projetados diferirão de uma atividade a outra. Por esta razão se aconselha o cálculo de um fator K para o negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que ao calcular-se um único fator K se trasladariam os efeitos de um negócio ao outro.

Ademais resulta conveniente ressaltar que esta proposta está em concordância com a proposta de separar o cálculo de Po.

Em relação à metodologia da inclusão de um patamar mínimo a partir do qual o termo de ajuste K implique uma baixa anual automática, não está suficientemente clara. Portanto, se considera necessário que a ARSEP esclareça este ponto. É importante ter bem definido como se aplica o patamar e também com que critério se calcula esse mínimo.



Comentário 1: A ARSESP realizará ajustes à aplicação do Termo de Ajuste K, que permita uma melhor previsibilidade das margens sem alterar as bases estabelecidas nos Contratos de Concessão. Por exemplo, metodologia considera as margens máximas e não as margens reais.

Comentário 2 A assimetria da aplicação do Fator K está também estabelecida nos Contratos de Concessão.

Comentário 3: A ARSESP calculará um único Fator K e não adotará a sugestão dessa concessionária de separar o Fator K em Distribuição e Comercialização.

Comentário 4 A ARSESP disciplinará o patamar para repasse do Fator K levando em conta o impacto sobre as tarifas. Esclarecemos que sempre que o Fator K no Terceiro Ciclo for a favor da concessionária ele não será aplicado e não se compensará.

9.7 CÁLCULO DO FATOR X

Antes de entrar na discussão propriamente da metodologia de cálculo do Fator X proposta, há de se considerar que no último ciclo de Revisão Tarifária foi reconhecida à GBD sua condição de atuante em mercado greenfield (não maduro). A GBD ainda encontra-se nesse mercado. O que define esta condição não é um plano de metas ou uma decisão discricionária do regulador, mas sim, o próprio estágio de desenvolvimento do mercado. Desde a última revisão, no qual aplicou-se por conseguinte um fator X igual a 0 (zero) para a GBD, a situação de imaturidade de seu mercado não só permaneceu como, na realidade, majorou-se em razão do atual cenário de competição com energéticos alternativos. Por estes motivos, é necessário durante esta revisão tarifária o reconhecimento pela ARSESP do mercado greenfield da área de concessão da GBD.

A seguir estão detalhadas as observações feitas na metodologia para o cálculo do fator X. Os pontos mais relevantes são o ajuste de TFP pelo volume, o índice de Törnqvist que propõe a ARSESP, os dados a utilizar para o cálculo dos índices de insumos e produtos, o cálculo para o índice dos produtos e os ponderadores dos produtos.

9.7.1 Metodologia² para determinar o Fator X

Considera-se apropriada a metodologia selecionada pela ARSESP (página 86 do anexo I) para calcular o fator X. O método de Produtividade Total dos Fatores (TFP) aplicou-se inicialmente no Reino Unido e é o mais utilizado pelos reguladores de serviços públicos. O fator X fica definido como:

$$X = (\Delta TFP - \Delta TFP_E) - (\Delta W - \Delta W_E)^3$$

2 Referências utilizadas :

Coelli, T., Rao, D. y Battese, G. (1997) An introduction to efficiency and productivity analysis, Kluwer Academic Publishers, capítulo 4.

Meyrick and Associates (2007) "The Total Factor Productivity Performance of Victoria's Gas Distribution Industry", Victoria, Australia.

³ A análise está baseada na seção 4.4.1.3 de Lafont and Tirole (2000) e seção 2.7 de Armstrong (2002). Ver também (1991, 1993), seção 6.3 de Armstrong, Cowan, and Vickers (1994), e Bernstein and Sappington (1999) para maior detalhe.



9.7.2 Ajuste do TFP pelo volume

A ARSESP propõe (na página 90 do anexo I) um ajuste do TFP por volume aplicando a fórmula:

$$TFP \text{ ajustado pelo volume} = TFP + \left(1 - \frac{1}{e}\right) * \Delta Y$$

Isto é correto já que o efeito das economias de escala está incorporado no cálculo da margem máxima.

Não está explicitada a fonte da qual está tomada esta fórmula, pelo que se solicita à ARSESP que cite a fonte.

A ARSESP propõe um $e = 0.95$ (na página 90 do anexo I) e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar o valor de 0.95.

Comentário 1: Ver Anexo.

9.7.3 Índice a aplicar para o cálculo do TFP

A ARSESP recomenda aplicar o índice de Törnqvist para estimar o TFP. Se propõe o índice ideal de Fisher. Diewert demonstrou que dos números índices mais amplamente utilizados, o índice ideal de Fisher é o mais apropriado para calcular o TFP, em razão de que é o único que cumpre com uma série de axiomas que devem cumprir estes índices: teste de quantidades constantes, teste de cesta constante, teste de incremento proporcional em produtos e “time reversal teste”⁴. De todas as formas são dois índices amplamente utilizados em estudos deste tipo.

A seguir se detalha a o cálculo do Índice de Fisher.

Matematicamente, o índice ideal de Fisher é a média geométrica dos índices de Laspeyres e Paasche e pode expressar-se da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n P_i^b Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^b Y_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n P_i^t Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^t Y_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

Q_F^t é o índice de produtos ideal de Fisher do período t ;

P_i^b é o ponderador do produto i para a quantidade do período baseie;

Y_i^t é a quantidade do produto i para a observação do período t ;

P_i^t é o ponderador do produto i para a quantidade do período t e

Y_j^b é a quantidade do produto j para a observação do período baseie.

A sua vez, o índice ideal de insumos de Fisher se determina da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n W_i^b X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^b X_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n W_i^t X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^t X_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

I_F^t é o índice de insumos ideal de Fisher do período t ,

W_i^b é o ponderador do insumo i para a quantidade do período base,

⁴ Ver Coelli et al. (1997) Cap. 4.



X_i^t é a quantidade do insumo i para a observação do período t ,

W_i^t é o ponderador do insumo i para a quantidade do período t y

X_j^b é a quantidade do insumo j para a observação do período base.

Uma vez definidos os índices de produtos e insumos a empregar, o índice de TFP ideal de Fisher pode expressar-se da seguinte maneira:

$$TFP^t = \frac{Q_F^t}{I_F^t}$$

Comentário 1: Ver Anexo.

9.7.4 Dados a utilizar para o cálculo dos Índices

Considera-se que deveriam explicitar se os dados a utilizar no cálculo do índice do TFP. Se deveria explicitar que período de história se vai a utilizar.

Entende-se que o cálculo do fator X é por empresa, o que se considera correto.

Comentário 1: Ver Anexo

9.7.5 Índice dos produtos

Os produtos que considera a ARSESP (na página 90 do anexo I) são a quantidade de Usuários, a energia consumida (TJ) e os quilômetros de rede. Efetivamente as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de Usuários traz problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre ditas variáveis. Por essa razão se propõe duas versões do índice de produtos, considerando como produtos, alternativamente, o número de Usuários e os km de rede e o número de Usuários e o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos estatísticos sejam mais significativos.

Comentário 1: Ver Anexo.

9.7.6 Ponderadores dos produtos

A ARSESP estabelece arbitrariamente (na página 97 do anexo I) como ponderadores dos produtos no índice de produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0,5, Energia distribuída: 0,25 e Extensão de rede: 0,25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproduto de Leontief, tal como se detalha a seguir.

Cálculo dos ponderadores do Índice de Produtos

Os ponderadores que se propõe utilizar no cálculo do Índice de Produtos são as participações de cada produto no custo total de produção.

O custo total de produção é uma função das quantidades produzidas, que resulta de somar o custo de Operação e Manutenção (OPEX) e o Custo de Capital (CK):



$$\text{CustoTotal} = \text{OPEX} + \text{Custo de Capital}$$

Onde:

OPEX: Gastos de operação e manutenção;

Custo de Capital: avaliado sobre a Base de Remuneração Regulada e a taxa WACC.

Para calcular o custo total e a participação de cada insumo no custo total, é necessário estimar a demanda de cada insumo. Para isso, supõe-se que a função de produção de distribuição de gás natural é uma função multiproduto de Leontief, isto é, de complementaridade perfeita ou de proporções fixas entre os dois insumos. O seja, supõe-se que não há possibilidade de substituir o OPEX pelo Custo de Capital (CK).

Sob o suposto da tecnologia mencionada, as demandas de insumos podem expressar-se da seguinte maneira:

$$x_i = \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j \quad (1)$$

Onde o subíndice i representa os insumos e o subíndice j aos produtos, x é a quantidade de insumo e y é a quantidade de produto e a_{ij} é a proporção do insumo i no produto j , a qual se eleva ao quadrado para assegurar-se de que seja não negativo.

De acordo a (1), as demandas de OPEX e de Custos de Capital (CK) no período t , no caso de considerar como produtos aos clientes (CI) e à extensão da rede de distribuição (Long), ficam expressadas da seguinte maneira:

$$\text{OPEX} = (a_{11})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{12})^2 \cdot \text{Long}_t$$

$$\text{CK} = (a_{21})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{22})^2 \cdot \text{Long}_t$$

Uma vez estimadas as demandas de insumos, é possível obter a participação de cada produto j no custo total de produção em cada ano, s_j^t , da seguinte maneira:

$$s_j^t = \frac{\sum_i (a_{ij})^2 \cdot y_j^t}{\sum_i \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j^t} \quad (2)$$

Continuando com o exemplo, a expressão (2) permite obter as participações de OPEX e de Custo de Capital (CK) no custo total em cada período:

$$s_{\text{Cl}}^t = \frac{(a_{11})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{21})^2 \cdot \text{Cl}_t}{(a_{11})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{12})^2 \cdot \text{Long}_t + (a_{21})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{22})^2 \cdot \text{Long}_t}$$

$$s_{\text{Long}}^t = \frac{(a_{12})^2 \cdot \text{Long}_t + (a_{22})^2 \cdot \text{Long}_t}{(a_{11})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{12})^2 \cdot \text{Long}_t + (a_{21})^2 \cdot \text{Cl}_t + (a_{22})^2 \cdot \text{Long}_t}$$

Estima-se a equação (1) para depois obter as participações no custo total indicadas em (2), as quais, como já se mencionou, são empregadas como ponderadores no Índice de Produtos.

As estimações das equações (1) podem-se realizar com observações correspondentes as distribuidoras de gás latino americanas. As duas equações, correspondentes ao OPEX e ao Custo de Capital (CK) estimam-se por separado, empregando o método de máxima verossimilhança com informação completa, já que se trata de um modelo não linear nos parâmetros.

Comentário 1: Ver Anexo.



9.7.7 Índice dos insumos

A ARSESP propõe (na página 97 do anexo I) os insumos: OPEX e custo de capital. Considera-se correto este.

9.7.8 Ponderadores dos insumos

A ARSESP obtém (na página 97 do anexo I) a participação dos OPEX através da participação dos mesmos na receita requerida total e a participação dos custos de capital por diferença com os OPEX. Este critério é correto.

9.7.9 Benchmarking

Na página 96, no ponto 4 que está a Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT, diz: "A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist para estimar a PTF, complementado com dados de benchmarking internacional". Mais não define para quem se utilizarão os dados de benchmarking internacional complementando o cálculo do Fator X. O Benchmarking e o TFP são dois métodos alternativos que tentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência da companhia. Por tanto não é possível aplicar os dois métodos conjuntamente.

Comentário 1: Ver Anexo.

9.8 ESTRUTURA TARIFÁRIA

9.8.1 Princípio de Estabilidade

(Pág. 106 do Anexo da Nota Técnica colocada em Audiência Pública)

Um dos princípios gerais que propõe o ente no cálculo tarifário é o princípio de estabilidade que tem por meta evitar variações bruscas de preços em qualquer segmento. No caso de que isto ocorra o ente propõe uma aplicação gradual, mas sem definir a forma como será aplicado.

Também não se define como serão recuperadas as diferenças entre as tarifas aplicadas e as calculadas, ou seja, como será aplicado o mecanismo de compensação. É necessário comentar que em caso de não se aplicar um mecanismo de compensação não se cumpriria com o princípio de regulação já que a empresa não poderia recuperar a receita requerida ao existir uma diferença entre a margem calculada e a margem aplicada.

Por tanto se considera que a ARSESP deveria explicar os pontos anteriores.

Comentário 1 O comentário é aplicável somente aos usuários e não tendo sentido a interpretação de possibilidade de compensações para a concessionária.

9.8.2 Alocação de Custos

A Abertura de mercado obriga à Concessionária a separar seus custos atribuindo-os ao negócio de distribuição ou ao negócio de comercialização. O ente propõe como critério de separação de custos o conceito de que cada negócio se faz cargo de seus custos o que cumpre com um critério essencial da regulação, no entanto não aclara como deve proceder-se com as atividades comuns aos dois negócios.

Uma proposta é a utilização de impulsores (drivers) como, por exemplo, os clientes ou volume para alocar os custos das atividades corretamente.



Comentário 1: A Agência analisará as informações de custos apresentadas pelas concessionárias incluindo os critérios e drivers utilizados para a alocação dos custos entre as atividades de Comercialização e Distribuição.

9.8.3 Encargo de Capacidade

O ente regulador propõe tarifas binomiais compostas por um encargo fixo e um encargo volumétrico. O encargo fixo é igual para todos os consumidores da mesma categoria em tanto o cargo volumétrico cobra por unidade consumida, no entanto ambos são independentes de sua demanda máxima. O Ente descarta inicialmente a aplicação de um encargo por capacidade por considerar complexa sua aplicação.

A ausência do encargo por capacidade obriga a recuperar o custo da capacidade como uma média do volume entregue a cada Usuário. Desta forma Usuários com diferentes fatores de carga pagam igual tarifa média motivo pelo que se produz um subsídio cruzado entre eles. Adicionalmente se perde o efeito do sinal de preços já que nenhum usuário percebe o custo de um incremento de demanda de capacidade. Tecnicamente a recuperação do custo de capacidade por aplicação de tarifas volumétricas, além de não ser equitativa, produz uma perda de bem-estar social.

É prática internacional a aplicação de um encargo de capacidade a grandes usuários comerciais e industriais que contam com a medição da demanda máxima de capacidade. Esta estimativa pode melhorar-se tendo em consideração o padrão de consumo mensal do usuário durante os últimos 24 meses.

Na página 45 se menciona um esquema de ajuste de tarifa segundo o fator de cargas o qual propõe uma redução de tarifas para usuários com um fator de cargas acima de um determinado valor. Esta segmentação resulta arbitrária já que separa o setor em dois segmentos sem justificar-se com um estudo de uso do serviço, o qual pode determinar uma segmentação maior. Ademais a regulamentação não aclara a forma de aplicação já que o mesmo se pode realizar por fora do cálculo tarifário ou dentro do mesmo. Todas estas complicações seriam desnecessárias de contar com uma tarifa com encargo por capacidade.

Como se menciona anteriormente, numa tarifa binomial os custos de capacidade se recuperam como uma média do volume entregue a cada Usuário o que resulta ineficiente já que cada usuário não se está fazendo cargo direto de sua demanda de capacidade. Isto pode ocasionar cargos volumétricos superiores aos correspondentes e a necessidade de incorporar descontos para manter a competitividade do setor, o que resulta prejudicial para a empresa já que afeta negativamente o cálculo do fator k que se emprega para ajustar anualmente a margem máxima. Desta maneira a adoção de um esquema tarifário inadequado pode prejudicar à empresa resultando conveniente que a mesma possa optar por um esquema trinomial se assim o considera conveniente.

Para o resto dos usuários se poderiam aplicar encargos por capacidade fazendo uma estimativa estatística da demanda máxima de capacidade em função do consumo mensal para cada categoria e faixa de consumo. A prática usual é a realização de uma campanha de caracterização de cargas para estimar o fator de cargas para cada segmento de consumo e cada categoria. Em alguns regulações, como é o caso de Atlanta, se aplica um encargo de capacidade também a usuários residenciais e pequenos comércios.

Comentário 1: Concordamos no seu comentário sobre a importância de que as tarifas incluam um encargo de capacidade. Nas atuais circunstâncias não é possível aplicar este encargo a todos os usuários.

Sendo assim, esta agência decidiu aplicar tarifas binomiais, com desconto para aqueles usuários de alto fator de carga e, exigir que os novos contratos, a partir do terceiro ciclo, prevejam a possibilidade de aplicar encargos de capacidade por meio das tarifas trinomiais.



9.9 MONITORAMENTO DOS INVESTIMENTOS PROGRAMADOS

A metodologia propõe realizar um monitoramento dos investimentos realizados para verificar o cumprimento das metas físicas. Neste caso se faz uma divisão dos investimentos entre aqueles de expansão e os investimentos de manutenção. Em caso que os investimentos executados tenham sido menores aos programados, calcula-se o efeito de diferencial tarifário cobrado nos anos decorridos desde o início do período até a execução do projeto.

É importante ter em conta que o esquema atual não incentiva à empresa a propor planos de investimentos otimistas pois se a demanda não se comporta como estava previsto e a empresa em consequência não realiza aqueles investimentos desnecessários, é penalizada por não atingir as metas mínimas fixadas. Por essa razão, a regulação impulsiona às empresas a apresentar planos muito conservadores com os investimentos mínimos necessários. Isto poderia produzir falhas na cobertura da demanda nos casos em que esta cresça a ritmos superiores aos previstos.

Comentário 1: A aceitação sem redução tarifária de planos de investimento propostos e não realizados implica que a concessionária obtenha por um período de um a cinco anos margens superiores as adequadas incentivando a proposição de planos inexecutáveis.

Comentário 2: O mecanismo estabelecido na Nota Técnica item 3.2.2.2 prevê incentivos às empresas que operem eficientemente, pois lhe permite obter uma maior taxa de retorno no caso de reduções dos custos de investimentos em relação aos programados durante o período de cinco anos que transcorrem entre duas revisões tarifárias.

9.10 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Há de se fazer um protesto contra o curto espaço de tempo que a ARSESP disponibilizou para a análise e discussão da nota técnica. Um processo de liberalização de mercado e alterações na metodologia de cálculo das tarifas de um dos principais energéticos do Estado de São Paulo, que movimentam bilhões de Reais, não deveria ser feito com tanta pressa. Deveriam ser discutidas com antecedência e em detalhes, a fim de se atingir condições mínimas para um processo de Abertura não seja traumático. Esse prazo curto de análise e o tratamento superficial da normatização definitivamente não são bons para nenhum dos agentes participantes.

É necessário desenhar um mecanismo regulatório que beneficie os usuários e não ponha em risco o negócio regulado de distribuição. A implementação da Abertura deveria obrigatoriamente ser postergada até que se cumpram certos requisitos mínimos para a existência de um mercado competitivo ou, caso contrário, se requer múltiplas medidas regulatórias que tratem de controlar o possível abuso da posição dominante, a potencial competição desleal e os conflitos de interesse.

Nesse mesmo contexto, a ARSESP deveria, pelo menos, esperar a promulgação da “Lei do gás”, para ter mais claro o marco regulatório nacional e avaliar seus impactos na regulação local, uma vez que o processo de desregulação da atividade de comercialização em São Paulo é apenas regional e seu regulador (ARSESP) tem um alcance limitado nas decisões regulatórias nas atividades de distribuição e comercialização apenas de São Paulo.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.



Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

Comentário 2: Com respeito as figuras citadas do auto-produtor e do auto-importador de gás, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão tratados como usuários livres, não sendo aplicável, a estes potenciais usuários, os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre estabelecidos em 10% para o primeiro ano, findada a exclusividade e, 30% para o conjunto dos três anos até a próxima revisão tarifária da COMGÁS.

10 GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL

10.1 FILOSOFIA REGULATÓRIA GERAL

A concessão do serviço público em regime monopolista costuma ser uma solução comum para prover certos bens públicos, como serviços de infra-estrutura. O monopólio natural ocorre quando uma única empresa tende a oferecer bens ou serviços a um custo menor, caso houvesse outros competidores. Desta forma, em casos de monopólios naturais é necessário haver uma regulação que provenha sinalizações econômicas ao monopolista através de critérios de precificação, remuneração e qualidade, que incentive o monopolista a desenvolver sua atividade com qualidade e controle de custos.

A indústria do gás natural, caracterizada por elevados custos afundados e rendimentos crescentes de escala, com custo médio e marginal decrescentes, é um caso de monopólio natural e a regulação tarifária definida para este serviço no Estado de São Paulo resulta no uso de métodos combinados, a citar price cap e revenue cap.

Este sistema misto de regulação tarifária baseia-se em tarifas máximas permitidas (price cap) por tipo de usuário (discriminadas por uso ou tipo de setor), conjugadas com uma margem⁵ média máxima (average revenue cap), na qual é determinado um teto ou margem máxima média por m³ de gás vendido.

O ajuste da margem ocorre anualmente conforme variação da inflação do ano anterior, descontando-se a produtividade obtida no período através de um fator "X", e também, a margem média por unidade de volume é ajustada quando esta supera o teto estabelecido,

⁵ É a receita anual menos os custos de gás e transporte dividido o volume total distribuído.



havendo a devolução do excedente através de um termo de ajuste “K”. No caso específico do Estado de São Paulo, a definição da margem máxima se realiza em função de um volume projetado de vendas. O fator K serve, então, para corrigir a variação entre a margem máxima e a margem obtida por efeito das variações nos volumes distribuídos.

Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

O price cap por categoria e revenue cap médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas, tiram a flexibilidade da empresa em alocar gás em diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes.

Segundo a própria ARSESP, o Fator K seria um “Termo de Ajuste a aplicar no período “t” (R\$/m³), que tem por objetivo corrigir os desvios produzidos durante o período (t-1) da correspondente MM prevista em relação à efetivamente verificada nesse período (MO).” Ocorre que, ao obter a margem obtida (MO) pela multiplicação do volume real vendido multiplicado pela tarifa máxima permitida, e não pela tarifa real praticada, obtêm-se não a margem real obtida, e sim a margem que poderia ter sido obtida, caso a concessionária não praticasse descontos. Logo, o fator K resultante não regula a receita máxima permitida, ao contrário, regula somente o volume real vendido, sendo, então, não um regulador da margem máxima, mas um simples ponderador de volumes.

Em realidade, o próprio desvirtuamento do termo K em fator de ajuste de volumes, descaracteriza o revenue cap, pois este, em sua essência, visa controlar os ganhos do monopolista via um máximo de ingressos obtidos, e não em um mero fator de correção de volumes previstos.

Logo, o fator K como definido atualmente torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a concessionária não obteve. O fator não regula a margem máxima permitida da companhia e desestimula a possibilidade da concessionária em conceder descontos, pois não considera as tarifas reais praticadas. Ou seja, as sinalizações do atual fator K são totalmente incorretas, pois indicam à concessionária que, mesmo obtendo uma margem inferior à margem máxima permitida (devido, por exemplo, a fatores de mercado), poderá ser penalizada através do redutor de suas tarifas máximas no próximo ano, e não conseguindo recuperar os seus custos necessários para obter a rentabilidade aprovada pelo regulador. Isto pode reduzir o incentivo da empresa em expandir seus serviços pois não conta com as ferramentas necessárias para poder atender de maneira eficiente o seu mercado.

Complementarmente, há de atentar pelo fato de que, apesar de ser um monopólio, a concessionária tem preços tetos limitadores das tarifas por categoria e concorre com energéticos substitutos, o que limita efetivamente seu poder de mercado obrigando, em muitos casos, a concessão de descontos que reduz a rentabilidade autorizada à companhia.

Como conclusão, tem-se que a aplicação conjunta das metodologias de regulação price cap e revenue cap em São Paulo é anômala, pois a metodologia do Fator K não funciona como regulador de receita máxima e, ao contrário, serve apenas como penalização a erros de previsão e concessão de descontos, reduzindo a oportunidade da concessionária em obter rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, conforme determina o marco regulador do Estado de São Paulo.

Comentário 1: A Agência na Nota Técnica tem considerado a necessidade de aplicação de tarifas trinômicas, tanto que nos novos contratos passa a ser exigida a possibilidade da sua implantação.

Comentário 2: A aplicação das metodologias de regulação Price Cap e Revenue Cap está estabelecida nos Contratos de Concessão.

Comentário 3: A ARSESP deverá realizar ajustes à aplicação do Termo de Ajuste K, que permita uma melhor previsibilidade das margens sem alterar as bases estabelecidas nos



Contratos de Concessão. Por exemplo, metodologia considera as margens máximas e não as margens reais.

Comentário 4 A assimetria da aplicação do Fator K está também estabelecida nos Contratos de Concessão.

10.2 ABERTURA DE MERCADO

Os objetivos propostos pela ARSESP com a Abertura de mercado são habilitar o direito do usuário de escolher o prestador, dar acesso sem discriminação ao uso da infra-estrutura de distribuição e manter sustentável os rendimentos de distribuição em condições de entrada de novos comercializadoras.

Tendo-se estes objetivos, a proposta de Abertura deverá ser consistente, porém existem nas proposições iniciais apresentadas pela ARSESP pontos de atenção e alguns vazios que merecem cuidados e discussão, como: a relação entre demanda e tarifas que poderá ser afetada pela Abertura, os impactos nos compromissos de gás e transporte já contratados pelas concessionárias, o tratamento dos des-balanços do sistema, os pré-avisos e requisitos para os clientes tornarem-se livre, responsabilidades do comercializadora de última instância e a qualidade do gás, entre outras. Em definitiva, falta definir as condições gerais da abertura de mercado onde se regulamente detalhadamente o funcionamento de todos os atores e sua interrelação incluindo aos clientes, as concessionárias, o ARSESP, etc.

Neste processo de Abertura haverá grande mobilidade da demanda de gás que impactará nos cálculos das tarifas. Para tratar este tema existem duas possibilidades: atribuir o risco de variação da demanda aos consumidores, havendo um encargo variável que se ajustaria periodicamente de acordo com a queda ou aumento de demanda, ou atribuir o risco de demanda ao concessionário, neste caso estimando-se uma demanda regulada (única demanda segura num ambiente em concorrência) e sobre esta demanda calcular o encargo tarifário de maneira que perdas ou ganhos de rendimentos decorrentes de erros de estimação caberiam à concessionária.

A tarifa da atividade de comercialização se deve calcular independentemente da tarifa de distribuição. Propõe-se que no cálculo da tarifa de comercialização se inclua unicamente a demanda dos usuários cativos (demanda regulada), pois estes usuários são os que causam os maiores custos nos serviços de comercialização, assumindo que o custo marginal de um usuário livre deve ser menor do que o custo médio tarifário.

Existem vários riscos, caso se inclua na tarifa de comercialização tanto a demanda regulada como a não regulada, a citar: risco de um desequilíbrio de mercado, pois no custo de comercialização (de natureza fixa) se cobraria toda a demanda do mercado, incluindo o segmento que não é coberto pela regulação de preços; existiriam subsídios cruzados, pois como se estabeleceria um encargo médio se daria subsídios cruzados entre segmentos do mercado e os diferentes perfis de consumo, onde aqueles usuários com consumos superiores aos médios pagariam mais do que proporcionalmente seus custos unitários; haveria uma priorização dos melhores clientes ("desnate" de mercado) por parte das comercializadoras, que concentrariam seus esforços comerciais em atender os nichos de mercado de maior consumo e menor custo; não existiria neutralidade na concorrência, pois se não se calcula uma tarifa real ao concessionário este estaria em incapacidade de competir no mercado em igualdade de condições; haveria geração de rendas e entrada de comercializadoras ao mercado ainda com custos ineficientes.

Com relação ao gás e transporte já contratados pela concessionária, supõe-se na nota técnica que estes contratos deveriam ter-se realizado sob o suposto da abertura de mercado e que, portanto, deveriam ter incluído as previsões da realocação destes compromissos. Argumenta ainda que a diminuição dos volumes de gás consumido por saídas para o mercado livre se compensaria com os incrementos de volumes da demanda dos usuários residenciais e comerciais e que a concessionária poderia fazer descontos para manter usuários.



A respeito deste raciocínio, os descontos se deveriam fazer na comercialização, já que este é o negócio em concorrência e, com relação aos contratos já firmados, é incorreta a lógica proposta pelo regulador de que o volume perdido para o mercado livre pode ser substituído pelo crescimento do mercado cativo. Os usuários livres, uma vez que são grandes clientes, tendem a deslocar enormes volumes de gás caso saiam, em comparação com o crescimento dos usuários residenciais e comerciais que não são comparáveis nem compensam esta perda de demanda. Além disso, mesmo conhecendo a possibilidade da abertura de mercado, a contratação de volumes só pode ser feita em longo prazo, além de que a demanda deve ser considerada pela concessionária enquanto exista o mercado e que este seja atendido por ela.

Em conclusão, não se têm mecanismos claros que pudessem ter-se adotado para prever os resultados da concorrência sem afetar os usuários cativos. Esta situação deveria ser entendida pelo regulador e aceita nas condições de abertura, de tal maneira que não afete o equilíbrio econômico dos distribuidores e que o impacto aos usuários cativos seja no período de abertura e não com anterioridade a este.

Por tanto se propõe que se ajuste o período de abertura, não como o propõe a ARSESP, senão ajustando o período de pré-aviso de dois anos proposto para a saída dos clientes às condições contratuais antes aceitas pelos clientes, de tal maneira que não se afete a segurança jurídica por uma regulação posterior. Desta maneira, se entende que se exija o cumprimento dos dois anos de pré-aviso para a saída de clientes para o mercado livre, mas se mantendo o respeito e as decisões do concessionário e dos usuários ao pactuar contratos com uma duração definida, bem como as decisões do concessionário e seus provedores ao pactuar termos e condições no fornecimento e no transporte.

A Nota Técnica a ARSESP menciona também a figura do comercializador ou prestador de última instância, no entanto o conceito não é desenvolvido amplamente e só se definem responsabilidades para o concessionário, mas não se desenvolve a contraprestação das mesmas, nem o manejo conceitual do tema.

Relacionado com a concorrência varejista na comercialização, encontra-se o Prestador de Última Instância (PUI) naqueles contextos onde se deve cumprir com critérios de acesso, continuidade e sustentabilidade do serviço e garantia de disponibilidade de fornecimento a todos os usuários. Na nota Técnica o desenvolvimento proposto é muito limitado e não corresponde realmente às funções de PUI. Só prevê que em ocasiões de crises o concessionário como distribuidor atenda ao usuário, mas não é claro em que condições, nem o que acontece com as responsabilidades do comercializador.

Os riscos que enfrentam comercializadores e concessionárias são diferentes, pois enquanto o concessionário deve aceitar e recolher todos os clientes, o comercializador entrante seleciona seu mercado e naturalmente se inclina a selecionar os clientes mais rentáveis. A consequência principal é que o comercializador de última instância termina com um mercado que em termos de risco é mais custoso, já que quando os comercializadores “levam” os bons clientes o perfil médio de clientes da concessionária começa a deteriorar-se.

Existe um desbalanceamento entre as obrigações da concessionária como comercializadora de última instância e os riscos inerentes a essa responsabilidade, que não se reconhecem na tarifa e que, em qualquer caso, incrementariam o custo para os clientes cativos ou gerariam um déficit para o concessionário.

Por essas razões, é conveniente definir o PUI em termos gerais e se deve reconhecer o incremento na remuneração respectiva. Neste contexto é que se sustenta que se deva reconhecer uma margem adicional no encargo de comercialização do concessionário, sugere-se que se estabeleçam claramente as responsabilidades e as retribuições de ser PUI e que se aclare que a responsabilidade para aceitar um usuário que regresse deve estar sujeita à disponibilidade real de fornecimento de gás e de transporte.

Em relação à qualidade do gás, a ARSESP abre o precedente de o Comercializador informar à concessionária a qualidade do gás objeto de cada contrato. No entanto, o que deve ser feito é se fixar padrões de qualidade a serem cumpridos independentemente do comercializador, com



especificação mínima de qualidade do gás igual para todas as comercializadoras, pois a qualidade do gás no duto deve ser igual para todos os clientes. Esta necessidade de fixar padrões de qualidade surge do fato que a distribuidora não pode controlar a qualidade de gás por comercializador, por usuário ou por contrato, a exceção de volume e pressão.

Com relação ao direito do consumidor tornar-se usuário livre, a ARSESP propõe que esta opção seja possível a partir de consumos mensais (calculados pela média do ano) de pelo menos 300.000 m³/mês. Esse volume é baixo. Baseado na experiência em outros países se propõe uma gradualidade no processo de liberalização, adotando um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m³/mês, baixando gradualmente até 1.000.000 m³/mês em um período de cinco anos:

ANO	LIMITE MÍNIMO m ³ /mês
2011	5.000.000
2012	4.000.000
2013	3.000.000
2014	2.000.000
2015	1.000.000

A título de comparação, no Estado do Rio de Janeiro o nível mínimo para a opção são 100.000m³/dia, ou 3.000.000 m³ em um mês de 30 dias.

O contrato de concessão estabelece que finalizado o período de exclusividade na comercialização, os usuários deverão avisar com 2 anos de antecedência sua vontade de tornar-se livres. No entanto, a nota técnica introduz um caso (Caso 3) onde se o contrato é assinado depois da data de abertura do mercado, o cliente pode avisar com 90 dias de antecedência. Isto constitui uma flexibilização da limitação imposta no contrato de concessão. Devem-se respeitar os 2 anos de antecedência para todos os casos já que eles servem para brindar previsibilidade na contratação de gás e transporte, que se realiza mediante contratos de longo prazo e os volumes envolvidos na incorporação de grandes clientes são em geral muito importantes e difíceis de recolocar.

Finalmente, é importante destacar que as condições de volta à distribuidora de clientes que se tinham tornado livres deve ser detalhada. Por exemplo, esta volta não pode de nenhum modo ser automático e deve estar sujeito à disponibilidade de gás e transporte. Esta situação se torna importante sob um palco de escassez de gás como o que se enfrentou recentemente.

Comentário 1: Nesta etapa do processo, a Agência estabelece e aprova as diretrizes para o processo de abertura. Se esclarece que maior detalhamento será considerado quando da definição de regras específicas por meio das respectivas Deliberações.

Comentário 2: Os critérios de pré-aviso foram alterados e constam na Nota Técnica definitiva. Não foi modificada a sistemática de retorno do usuário livre.

Comentário 3: Os prazos e condições de exclusividade dos serviços de gás canalizado devem observar o disposto nos Contratos de Concessão e também nas normas da Agência Reguladora, que tem a atribuição de regulamentar tais prazos e condições, nos termos do §1º. do art. 23 e do art. 47 do Decreto 43.889/1999.

O prazo de pré aviso estabelecido nos Contratos de Concessão (ex: Oitava Subcláusula da Cláusula Quinta dos Contratos de Concessão) visa assegurar que usuários atendidos pela distribuidora durante o período de exclusividade para a comercialização de gás canalizado (contratos vigentes) emitam aviso com antecedência de 2 anos para migrar do mercado regulado para o mercado livre. Essa disposição contratual tem por finalidade evitar que a abertura do mercado, com a migração de usuários já atendidos pela distribuidora, ocorra de forma abrupta, prejudicando o planejamento de mercado



das distribuidoras, ou seja, permite compatibilizar os volumes a serem descontratados com os volumes estabelecidos nos contratos de suprimento de gás.

A disposição acima, referente ao pré aviso de 2 anos, não alcança usuários que venham a celebrar contratos depois da data de abertura do mercado, nem os aditivos de prazos de contratos em vigor que sejam efetuados após a abertura de mercado. Eventuais aditivos de prazo aos contratos vigentes a serem firmados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 não alterarão a data vigente de vencimento do contrato para fins de pré-aviso de dois anos, ou seja, o usuário deve cumprir o prazo vigente do contrato e, na extensão do prazo contratual, poderá se tornar usuário livre desde que tenha se manifestado com o pré-aviso de dois anos antes.

Novos contratos ou contratos com novos usuários assinados entre 31/05/2009 e 31/05/2011 devem atender ao pré-aviso de dois anos para os usuários se tornarem livres, entretanto não devem condicionar o cumprimento dos períodos de pré-aviso de dois anos ao prazo de encerramento contratual. Nestes casos, o usuário somente poderá se tornar livre quando cumpridos, no mínimo, dois terços do prazo contratual.

Usuários Existentes com Contratos Vigentes

O pré aviso de 2 anos deve ser efetuado em relação à data de migração, devendo ser observado o seguinte:

- Contratos com encerramento entre 31/05/2009 e 31/05/2011: o contrato deve vigorar, no mínimo, pelo prazo necessário ao decurso de 2 anos do pré aviso, mediante o necessário termo aditivo de prazo.
- Contratos com encerramento depois da abertura do mercado: o usuário deve observar o prazo remanescente de seu contrato.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 6 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.
- Desistência depois de transcorrido 6 meses do pré aviso: a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo remanescente do contrato e por um período adicional de 1 ano, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:
 - i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
 - ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.

Usuários Novos com Contratos Regulados:

Os usuários que celebrarem contratos no mercado regulado a partir de 31/05/2011, e que desejarem optar pelo mercado livre no curso da vigência do seu contrato regulado, deverão emitir pré aviso de 6 meses em relação ao término do contrato. Essa regra também se aplica aos aditivos de prazos dos contratos regulados de usuários existentes que sejam formalizados após a abertura de mercado.

Na hipótese de desistência da migração, deverá ser observado o seguinte:

- Desistência em até 3 meses, inclusive, do pré aviso emitido pelo usuário à distribuidora: o usuário continuará sendo atendido nas condições previstas no seu contrato de fornecimento então vigente, ficando o pré aviso sem efeito.



- **Desistência após 3 meses:** a distribuidora continuará obrigada a prestar o serviço regulado pelo prazo adicional de 6 meses, desde que tenha disponibilidade de gás, conforme segue:
 - i) preço do gás incluído no segmento de tarifa para o qual o usuário foi classificado, ou;
 - ii) o preço do gás fora do mix nas condições vigentes no mercado.

Prevalecerá o estabelecido no item i) sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária de que a oferta ao usuário não competirá com as necessidades de expansão do mercado regulado no período de tempo proposto para o novo contrato.

As diretrizes colocadas, que devem ser observadas pelas distribuidoras e usuários a partir de 31/05/2009, atendem aos princípios da segurança jurídica e da razoabilidade e, ao mesmo tempo, incentivam a competitividade no contexto da abertura de mercado.

Comentário 4: Mantêm-se o patamar estabelecido no item 3.1.1.2 subitem VII da Nota Técnica de 300.000 m³/mês compatível com o estágio de maturidade da indústria do gás no Estado de São Paulo. Entende-se que desta forma se libera um número adequado de usuários nos vários segmentos potencialmente livres.

Comentário 5: A Agência considerando as ponderações efetuadas e os limites estabelecidos nos correspondentes Contratos de Suprimento vigentes reduz o valor total a ser liberado até a próxima Revisão Tarifária, para 30% do volume total do mercado potencialmente livre (Não R e Não C), no ano de 2010, de acordo com o cronograma estabelecido na Nota Técnica RTM/02/2009 versão final.

Comentário 6: Na ocasião da regulamentação dos Planos de Contingência será abordada a figura de Fornecedor de Última Instância, sendo retirado este conceito da Nota Técnica.

10.3 CÁLCULO DO P0

Na revisão passada se aplico um Po igual à margem vigente antes do início da concessão para SPS e a GBD, essa exceção se deu justamente em decorrência das diferenças de mercado das concessionárias brownfield (Comgás) e greenfield (SPS e GBD). Essas diferenças de mercado não só permanecem inalterados senão que se agravaram pelo palco atual do gás natural com respeito aos combustíveis alternativos. Por esta razão resultaria conveniente que esta exceção se mantivesse durante esta revisão tarifária.

Propõe-se que o Po seja igual o maior que o Po vigente na atualidade para permitir que SPS tenha alguma possibilidade de continuar o seu desenvolvimento sustentável ao longo prazo.

Inclusive quando se considera que ainda não estão dadas as condições de desenvolvimento do negócio de SPS que permita um adequado cálculo do Po, analisa-se a seguir, de maneira conceitual, a nota técnica no que refere ao cálculo do Po.

Seleção da taxa do custo de capital

Na nota técnica da revisão passada o ente regulador apresentou duas formulas para o calculo de Po as quais se representam a seguir:



$$P_0 = \frac{BRRLi - \frac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{[OPEX_i + ODESP_i + CAPEX_i]}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [1]$$

$$P_0 = \frac{BRRLi - \frac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^5 \frac{w.D_i}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^5 \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [2]$$

Onde:

BRRLi : Base Tarifária Líquida de depreciações no início do ciclo,

BRRLf : Base Tarifária Líquida de depreciações no final do ciclo,

OPEXi : Custos operativos, administração e comercialização no ano *i*

CAPEXi : investimentos no ano *i*

ODESPi : Outras despesas, gastos e impostos no ano *i*

Di : Depreciação no ano *t*

Vi : Volume de m³ de gás canalizado distribuído no ano *t*

W: Taxa de impostos

i: cada ano do período do ciclo tarifário

r_{wacc}: em[1] custo de capital antes dos impostos

em[2] custo de capital depois de impostos

A diferença de entre ambas as expressões reside no fato que na primeira expressão se calcula *Po* empregando uma taxa antes de impostos enquanto a segunda expressão se utiliza uma taxa depois de impostos. No entanto se pode demonstrar por meio de um exemplo que o valor obtido em *Po* na primeira expressão difere do *Po* obtido na segunda expressão o que carece de sentido já que a margem máxima deve ser a mesma indiferente da análise que se este realizando. Na presente revisão tarifaria a nota técnica apresenta unicamente a segunda expressão a qual contém um erro devido ao efeito do taxa do imposto no fluxo de fundos, por esta razão se propõe que o calculo de *Po* se realize empregando a taxa *wacc* antes de impostos com a formula [1] a qual ao ser antes de impostos evita este efeito.

Resulta conveniente aclarar que a melhor opção seria empregar a taxa equity para realizar a análise a nível acionista no entanto pela simplicidade do calculo é pratica habitual empregar a taxa antes de impostos como se propõe neste relatório

Comentário 1: Esta questão não constou na Nota Técnica, no entanto a ARSEP reconhece a aplicação do *Po* de 2004 para o estabelecimento da Base de Remuneração Regulatória Líquida. A partir desse valor se calculará a BRRL de 2009 adicionando investimentos e reduzindo as depreciações e baixas com o mesmo critério estabelecido no item 3.2.2.1 da Nota Técnica versão final.

Comentário 2 A fórmula de cálculo [6] incluída na página 42 da Nota Técnica, está correta, uma vez que o valor de *P0* (tarifa média de distribuição para o período), obtido a



partir da citada fórmula, é o valor que permite que a taxa de retorno, depois dos impostos, que conseguiria uma empresa que houvesse enfrentado os parâmetros de custos e demanda indicados nas variáveis correspondentes, seja igual ao custo médio de capital (WACC) depois dos impostos.

10.4 CÁLCULO DEL P0 POR ACTIVIDADE

A abertura de mercado proposta pelo ente regulador produz uma segmentação do mercado, por um lado existirá um mercado regulado composto pelas categorias residenciais e comerciais e usuários com consumos menores a 300000 m3/mês (média do ano anterior), os quais receberão da concessionária o serviço completo que inclui gás, comercialização e distribuição, por outro lado existirá um segmento que terá a possibilidade de optar por um mercado regulado ou a contratação de um comercializador que pode ser independente ou a mesma distribuidora.

Esta abertura requer uma modificação da estrutura regulatória já que é necessário dividir a tarifa total uma tarifa de distribuição e uma tarifa de comercialização para que possam ser aplicadas segundo corresponda. Sobre este ponto o ente regulador propõe uma separação de custos e capital que permite obter uma receita requerida para a atividade distribuição e outra para a atividade comercialização como mostram as seguintes formulas extraídas do anexo:

$$RRD_j = \left[BD_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OD_{ji}(1-w) + ID_{j,i} - w.DD_{j,i}) - d^5 BD_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

Onde:

RRD_j = Receita da atividade de Distribuição requerida para o segmento ou classe de serviço j Residenciais, Comerciais, Industriais, GNV, Termoelétricas e Cogeração)

d é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto r que representa o custo de capital

$BD_{j,0}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no início do quinquênio

$BD_{j,5}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no final do quinquênio

OD_j = OPEX atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

ID_j = CAPEX ou investimentos atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

DD_j = Depreciações da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j

w é a taxa aplicável do imposto de renda

i = cada ano do ciclo tarifário

$$IRC_j = \left[BC_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OC_{ji}(1-w) + IC_{j,i} - w.DC_{j,i}) - d^5 BC_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

A nomenclatura é a mesma que da equação anterior, mas para a atividade de comercialização

Ambas as receitas se recuperam por meio de dois cargos tarifários uno de comercialização e o outro de distribuição, tal como mostram as seguintes expressões extraídas do relatório:



$$RRD_j = \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_{DJ} \cdot q_{ij}$$

$$RRC_j = \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_{CJ} \cdot q_{ij}$$

Onde:

RRD_j = Receita Requerida para a atividade de Distribuição para o segmento ou classe de serviço *j*

RRC_j = Receita Requerida para atividade de Comercialização para o segmento ou classe de serviço *j*

d é o fator de desconto

T_{Dj} = representa as tarifas por uso de distribuição correspondentes ao segmento *j*

T_{Cj} = representa os encargos de comercialização correspondentes ao segmento *j*

q_{j,i} = quantidades demandadas pelo segmento *j* no ano *i* (corresponde tanto à quantia de clientes –que multiplica os encargos fixos- como volume de consumo por tramo –que multiplica os encargos variáveis-, ou capacidade contratada -que multiplica os encargos de capacidade-)

No entanto esta separação dos negócios de distribuição e comercialização não se faz extensiva ao cálculo da margem máxima inicial. O ente propõe para o cálculo de *P₀* a mesma fórmula que a empregada na primeira revisão tarifária a qual se detalha a seguir:

$$P_0 = \frac{\sum_j \left[B_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (O_{ji}(1-w) + I_{j,i} - w \cdot D_{j,i}) - d^5 B_{j,5} \right]}{\sum_{i=1}^5 d^i V_i (1-w)}$$

Esta expressão é válida para um mercado regulado que brinda um serviço integrado para todos os segmentos onde o volume distribuído seja igual ao volume comercializado, no entanto, a abertura de mercado origina que, naqueles segmentos que podem optar por um comercializador independente, que o volume distribuído difira do volume comercializado; nestes casos a expressão anterior deixa de ser válida já que a concessionária não poderá recuperar a totalidade de seus custos no período tarifário.

Considerando as expressões mencionadas anteriormente podemos dizer que:

$$P_0 = \frac{\sum_j (RRD_j + RRC_j)}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} = \sum_j \left(\frac{RRD_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} \right) = \sum_j \frac{RRD_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \sum_j \frac{RRC_j}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V}$$

Como se pode apreciar da expressão anterior a margem *P₀* permite recuperar ao final do período tarifário a receita requerida tanto para o negócio de distribuição como para o negócio de comercialização. Esta recuperação se consegue multiplicando as tarifas pelas quantidades demandadas, como se apresentou anteriormente.

Com a abertura do mercado acontecerá que ante a possibilidade de optar por comercializadores independentes alguns usuários livres optem por esta opção, portanto, o volume comercializado pela concessionária possivelmente seja diferente ao distribuído pela mesma. Neste caso, a concessionária não vai recuperar a totalidade da receita requerida de comercialização ao ter incluído no cálculo da margem máxima um volume de comercialização igual ao de distribuição, o que realmente não acontecerá devido à abertura de mercado.



Então, considerando que $q_{vi} \geq q_{Ci}$ para um segmento com usuários livres:

$$RRC \geq \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_c \cdot q_{Ci}$$

Sendo q_{Ci} (comercialização) sempre menor ou igual a q_{vi} (distribuição), a partir do que se calculou a margem máxima.

É necessário aclarar que conquanto a tarifa que se cobra ao usuário não é o Po calculado, a análise é válida porque o Po deve cumprir-se a nível global, impondo uma restrição.

Como a expressão proposta pela ARSESP é válida para um mercado regulado se poderia aplicar no mercado integrado, no entanto a mesma geraria dúvidas para os usuários de segmentos livres que desejem seguir sob o sistema regulado, modalidade permitida pela regulação, por exemplo:

- Estariam todos os clientes sujeitos ao mesmo regime tarifário?
- Os clientes que optam por contratar o serviço integrado deveriam ser considerados na expressão de cálculo do Po ?
- Que encargos se cobrariam para aqueles usuários que só optem pelo serviço de distribuição?

Uma possível solução a este conjunto de inconvenientes é calcular um Po para o negócio de comercialização e um Po para o negócio de distribuição, cada um deles calculado com sua demanda correspondente. Desta maneira a variação das quantidades demandadas entre os dois serviços seria considerada na margem máxima obtendo-se uma quantidade mais apropriada.

Pelo dito anteriormente, o cálculo de Po se dividiria nas seguintes expressões:

$$Pod = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vd}$$

$$Poc = \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vc}$$

As tarifas para cada negócio se poderiam obter utilizando a proposta original da nota técnica.

Comentário 1 Em primeiro lugar, existe uma questão de magnitude, quantificação e alocação dos custos de comercialização e distribuição, que serão abordados no momento em que forem realizados os cálculos específicos, bem como da análise das informações das empresas. Neste sentido, é importante ressaltar que os custos de comercialização correspondentes aos usuários (potencialmente) livres, constituem uma porção relativamente pequena dos custos totais. Em segundo lugar, uma vez identificados os custos de comercialização correspondentes aos usuários (potencialmente) livres, estes correspondem a uma atividade que entrará em concorrência. Neste sentido, os custos citados seriam custos “evitáveis”, caso a distribuidora não realize a atividade de comercialização para usuários (potencialmente) livres. Isso não significa que, dado a possibilidade que a distribuidora tem de seguir cumprindo o papel de comercializadora (para os usuários que escolherem seguir adquirindo o serviço completo ou *bundled*), esta deixa, efetivamente, de incorrer em tais custos, sem a potencialidade de evitá-los no caso de abandonar completamente tal atividade. Em terceiro lugar, a recuperação dos custos de comercialização, mediante a



tarifa de uso do sistema de distribuição, não geraria um bom resultado no mercado, visto que poderia levar um comercializador a desvantagem, mesmo que este fosse mais eficiente que a distribuidora na atividade de concorrência.

Comentário 2: O risco da projeção da demanda está incluído na parcela da margem correspondente aos custos de comercialização.

As perdas e ganhos são próprios da concorrência neste segmento.

Comentário 3: Na Nota Técnica no item 3.3.2.1 está previsto o cálculo separado dos encargos de distribuição e de comercialização.

Comentário 4: Os regulamentos da ARSESP serão revistos na medida na necessidade em face do processo de Revisão Tarifária. Quanto ao plano de contas a reformulação será no sentido de atendimento do expresso nos Anexos X e XI da Nota Técnica, que prevê no pedido de informação, a discriminação entre estas atividades.

Comentário 5: A Agência na Nota Técnica tem considerado a necessidade de aplicação de tarifas trinômicas que consideram um encargo por capacidade, tanto que nos novos contratos passa a ser exigida a possibilidade da sua implantação. Desta forma se compartilha o risco entre os usuários e a Concessionária.

10.5 CÁLCULO DO TERMO DE AJUSTE K

"A MM é determinada e aprovada no início de cada ciclo e pode sofrer ajustes anuais em função da inflação, do fator de eficiência (Fator X) e do Termo de Ajuste K. O termo K é um fator de ajuste que compensa no ano "t" desvios da Margem Máxima ocorridos no ano anterior ("t-1")."

A aplicação de um termo de ajuste que corrige os desvios da margem máxima tenta corrigir erros que se possam originar entre a estrutura do volume de distribuição projetado para cada segmento e o realmente ocorrido.

Conquanto este é um termo que se calcula para corrigir os desvios, a aplicação do mesmo poderia dificultar o desenvolvimento de redes de distribuição de alguns clientes ao não permitir a conexão de usuários residenciais já que a inclusão dos mesmos poderia gerar uma margem maior unitária, independentemente dos descontos aplicados, em virtude de que as tarifas residenciais são as que contribuem com uma maior margem.

Outra observação importante é a determinação de que "se MO_{t-1} é menor que MM_{t-1} , então $K_t = 0$ ", ou seja, a aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período; no entanto, se a concessionária obtém uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a 0, e a empresa não recebe uma compensação em tal sentido.

Essa determinação não faz o menor sentido, pois o fator K, desta forma, apenas penaliza erros da concessionária desfavoráveis aos consumidores, havendo aí um desbalanceamento na regra determinada pelo regulador.

É por isto que se propõe que o fator K seja simétrico, permitindo ajustes positivos quando o rendimento obtido for menor ao projetado.

A abertura de mercado obriga à concessionária a desdobrar seu negócio em distribuição e comercialização gerando-se uma tarifa de distribuição e outra de comercialização, ademais a criação dos denominados usuários livres pode gerar do que o volume distribuído pela concessionária seja diferente ao volume comercializado pela mesma

Considerando ambos os pontos se pode concluir que o fator K de um negócio vai resultar diferente ao do outro negócio já que as margens obtidas, os volumes reais e os projetados diferirão de uma atividade a outra. Por esta razão se aconselha o cálculo de um fator K para o



negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que de calcular-se um único fator k se trasladariam os efeitos de um negócio ao outro

Ademais resulta conveniente ressaltar do que esta proposta está em concordância com a proposta de separar o cálculo de Po

Comentário 1: A ARSESP realizará ajustes à aplicação do Termo de Ajuste K, que permita uma melhor previsibilidade das margens sem alterar as bases estabelecidas nos Contratos de Concessão. Por exemplo, metodologia considera as margens máximas e não as margens reais.

Comentário 2 A assimetria da aplicação do Fator K está também estabelecida nos Contratos de Concessão.

Comentário 3 A ARSESP calculará um único Fator K e não adotará a sugestão dessa concessionária de separar o Fator K em Distribuição e Comercialização.

Comentário 4 A ARSESP disciplinará o patamar para repasse do Fator K levando em conta o impacto sobre as tarifas. Esclarecemos que sempre que o Fator K no Terceiro Ciclo for a favor da concessionária ele não será aplicado e não se compensará.

10.6 CÁLCULO DO FATOR X

Na revisão passada se aplico um fator $X=0$ para SPS e a GBD, essa exceção se deu justamente em decorrência das diferenças de mercado das concessionárias brownfield (Comgás) e greenfield (SPS e GBD). Essas diferenças de mercado não só permanecem inalterados senão que se agravaram pelo palco atual do gás natural com respeito aos combustíveis alternativos. Por esta razão resultaria conveniente que esta exceção se mantivesse durante esta revisão tarifária.

Inclusive quando se considera que ainda não estão dadas as condições de desenvolvimento de mercado para que SPS possa começar a obter economias e consolidar-se de tal modo de conseguir melhoras de eficiência que possa trasladar a seus usuários em forma de fator X, analisa-se a seguir, de maneira conceitual, a nota técnica no que refere ao cálculo do fator X.

As continuações estão detalhadas as observações feitas na metodologia para o cálculo do fator X. Os pontos mais relevantes são o ajuste de TFP pelo volume, o índice de Törnqvist que propõe a ARSESP, os dados a utilizar para o cálculo dos índices de insumos e produtos, o cálculo para o índice dos produtos e os ponderadores dos produtos.

Metodologia para determinar o Fator X

Considera-se apropriada a metodologia selecionada pela ARSESP (página 86 do anexo I) para calcular o fator X. O método de Produtividade Total dos Fatores (TFP) aplicou-se inicialmente no Reino Unido e é o mais utilizado pelos reguladores de serviços públicos. O fator X fica definido como: $X = (\Delta TFP - \Delta TFP_E) - (\Delta W - \Delta W_E)$ ⁶.

Ajuste do TFP pelo volume

A ARSESP propõe (na página 90 do anexo I) um ajuste do TFP por volume aplicando a fórmula:

⁶ A análise está baseada na seção 4.4.1.3 de Lafont and Tirole (2000) e seção 2.7 de Armstrong (2002). Ver também (1991, 1993), seção 6.3 de Armstrong, Cowan, and Vickers (1994), e Bernstein and Sappington (1999) para maior detalhe.



$$TFP_{ajustado\ pelo\ volume} = TFP + \left(1 - \frac{1}{e}\right) * \Delta Y$$

Isto é correto já que o efeito das economias de escala já está incorporado no cálculo da margem máxima.

Não está explicitada a fonte da qual está tomada esta fórmula, pelo que deve ser solicitado à ARSESP que cite a fonte.

A ARSESP propõe um $e = 0.95$ (na página 90 do anexo I) e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar o valor de 0.95.

Comentário: ver Anexo.

Índice a aplicar para o cálculo do TFP

A ARSESP recomenda aplicar o índice de Törnqvist para estimar o TFP. Mais se propõe o índice ideal de Fisher. Diewert demonstrou que dos números índices mais amplamente utilizados, o índice ideal de Fisher é o mais apropriado para calcular o TFP, em razão de que é o único que cumpre com uma série de axiomas que devem cumprir estes índices: teste de quantidades constantes, teste de cesta constante, teste de incremento proporcional em produtos e “time reversal teste”⁷. De todas as formas são dois índices amplamente utilizados em estudos deste tipo.

A seguir se detalha a o cálculo do Índice de Fisher.

Matematicamente, o índice ideal de Fisher é a média geométrica dos índices de Laspeyres e Paasche e pode expressar-se da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n P_i^b Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^b Y_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n P_i^t Y_i^t / \sum_{j=1}^n P_j^t Y_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

Q_F^t é o índice de produtos ideal de Fisher do período t ,

P_i^b é o ponderador do produto i para a quantidade do período baseie,

Y_i^t é a quantidade do produto i para a observação do período t ,

P_i^t é o ponderador do produto i para a quantidade do período t e

Y_j^b é a quantidade do produto j para a observação do período baseie.

A sua vez, o índice ideal de insumos de Fisher se determina da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[\left(\sum_{i=1}^n W_i^b X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^b X_j^b \right) \left(\sum_{i=1}^n W_i^t X_i^t / \sum_{j=1}^n W_j^t X_j^b \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

I_F^t é o índice de insumos ideal de Fisher do período t ,

W_i^b é o ponderador do insumo i para a quantidade do período base,

X_i^t é a quantidade do insumo i para a observação do período t ,

W_i^t é o ponderador do insumo i para a quantidade do período t y

X_j^b é a quantidade do insumo j para a observação do período base.

⁷ Ver Coelli et al. (1997) Cap. 4.



Uma vez definidos os índices de produtos e insumos a empregar, o índice de TFP ideal de Fisher pode expressar-se da seguinte maneira:

$$TFP^t = \frac{Q_F^t}{I_F^t}$$

Dados a utilizar para o cálculo dos Índices

Se considerarem que se deveriam explicitar os dados a utilizar no cálculo do índice do TFP. Se deveria explicitar que período de história se vai a utilizar.

Entende-se que o cálculo do fator X é por empresa, o que se considera correto.

Comentário: ver Anexo.

Índice dos produtos

Os produtos que considera a ARSESP (na página 90 do anexo I) são a quantidade de clientes, a energia consumida (TJ) e os quilômetros de rede. Efetivamente as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de clientes traz problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre ditas variáveis. Por essa razão se propõe duas versões do índice de produtos, considerando como produtos, alternativamente, o número de clientes e os km. de rede e o número de clientes e o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos estatísticos sejam mais significativos.

Comentário: ver Anexo.

Ponderadores dos produtos

A ARSESP estabelece arbitrariamente (na página 97 do anexo I) como ponderadora dos produtos no índice de produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0.5, Energia distribuída: 0.25 e Extensão de rede: 0.25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproducto de Leontief, tal como se detalha a seguir.

Cálculo dos ponderadores do Índice de Produtos

Os ponderadores que se propõe utilizar no cálculo do Índice de Produtos são as participações de cada produto no custo total de produção.

O custo total de produção é uma função das quantidades produzidas, que resulta de somar o custo de Operação e Manutenção (OPEX) e o Custo de Capital (CK):

$$\text{CustoTotal} = \text{OPEX} + \text{Custode Capital}$$

Onde:

OPEX: Gastos de operação e manutenção;

Custo de Capital: avaliado sobre a Base de Remuneração Regulada e a taxa WACC.

Para calcular o custo total e a participação de cada insumo no custo total, é necessário estimar a demanda de cada insumo. Para isso, supõe-se que a função de produção de distribuição de gás natural é uma função multiproducto de Leontief, isto é, de complementaridade perfeita ou de



proporções fixas entre os dois insumos. O seja, supõe-se que não há possibilidade de substituir o OPEX pelo Custo de Capital (CK).

Sob o suposto da tecnologia mencionada, as demandas de insumos podem expressar-se da seguinte maneira:

$$x_i = \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j \quad (1)$$

Onde o subíndice i representa os insumos e o subíndice j aos produtos, x é a quantidade de insumo e y é a quantidade de produto e a_{ij} é a proporção do insumo i no produto j , a qual se eleva ao quadrado para assegurar-se de que seja não negativo.

De acordo a (1), as demandas de OPEX e de Custos de Capital (CK) no período t , no caso de considerar como produtos aos clientes (Cl) e à extensão da rede de distribuição (Long), ficam expressadas da seguinte maneira:

$$OPEX = (a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t$$

$$CK = (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t$$

Uma vez estimadas as demandas de insumos, é possível obter a participação de cada produto j no custo total de produção em cada ano, s_j^t , da seguinte maneira:

$$s_j^t = \frac{\sum_i (a_{ij})^2 \cdot y_j^t}{\sum_i \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j^t} \quad (2)$$

Continuando com o exemplo, a expressão (2) permite obter as participações de OPEX e de Custo de Capital (CK) no custo total em cada período:

$$s_{Cl}^t = \frac{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

$$s_{Long}^t = \frac{(a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

Estima-se a equação (1) para depois obter as participações no custo total indicadas em (2), as quais, como já se mencionou, são empregadas como ponderadores no Índice de Produtos.

As estimações das equações (1) podem-se realizar com observações correspondentes as distribuidoras de gás latinoamericanas. As duas equações, correspondentes ao OPEX e ao Custo de Capital (CK) estimam-se por separado, empregando o método de máxima verossimilhança com informação completa, já que se trata de um modelo não linear nos parâmetros.

Comentário: ver Anexo.

Ponderadores dos insumos

A ARSESP obtém (na página 97 do anexo I) a participação dos OPEX através da participação dos mesmos na receita requerida total e a participação dos custos de capital por diferença com os OPEX. Se considera que este critério é correto.

Benchmarking

Na página 96, no ponto 4 que está a Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT, diz: "A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist



para estimar a PTF, complementado com dados de benchmarking internacional". Mais não define para quem se utilizarão os dados de benchmarking internacional complementando o cálculo do Fator X. O Benchmarking e o TFP são dois métodos alternativos que intentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência da companhia. Por tanto não é possível aplicar os dois métodos conjuntamente.

Comentário: ver Anexo.

10.7 ESTRUTURA TARIFÁRIA

10.7.1 Alocação de Custos

A abertura de mercado obriga à concessionária a separar seus custos atribuindo-os ao negócio de distribuição ou ao negócio de comercialização. O ente propõe como critério de separação de custos o conceito de que cada negócio se faz cargo de seus custos o que cumpre com um critério essencial da regulação, no entanto não esclarece como deve proceder-se com as atividades comuns aos dois negócios.

Comentário 1: A Agência analisará as informações de custos apresentadas pelas concessionárias incluindo os critérios e drivers utilizados para a alocação dos custos entre as atividades de Comercialização e Distribuição.

10.7.2 Encargo de Capacidade

O ente regulador aconselha tarifas binomiais compostas por um encargo fixo e um encargo volumétrico. O encargo fixo é igual para todos os consumidores da mesma categoria, em tanto o cargo volumétrico cobra por unidade consumida, no entanto ambos são independentes de sua demanda máxima. O ente descarta inicialmente a aplicação de um encargo por capacidade por considerar complexa sua aplicação.

A ausência do encargo por capacidade obriga a recuperar o custo da capacidade como uma média do volume entregue a cada cliente. Desta forma clientes com diferentes fatores de carga pagam igual tarifa média motivo pelo qual se produz um subsídio cruzado entre eles. Adicionalmente se perde o efeito do sinal de preços já que nenhum usuário percebe o custo de um incremento de demanda de capacidade. Tecnicamente a recuperação do custo de capacidade por aplicação de tarifas volumétricas, além de não ser equitativa, produz uma perda de bem-estar social.

A aplicação do encargo por capacidade implica a medição da demanda máxima de capacidade a qual se justifica unicamente nos grandes usuários comerciais e industriais. Para o resto dos usuários se poderiam aplicar encargos por capacidade fazendo uma estimativa estatística da demanda máxima de capacidade em função do consumo mensal para cada categoria e faixa de consumo. A prática usual é a realização de uma campanha de caracterização de cargas para estimar o fator de cargas para cada segmento de consumo e cada categoria.

Na página 45 se menciona um esquema de ajuste de tarifa segundo o fator de cargas o qual propõe uma redução de tarifas para usuários com um fator de cargas acima de um determinado valor. Esta segmentação resulta arbitrária já que separa o setor em dois segmentos sem justificar-se com um estudo de uso do serviço, o qual pode determinar uma segmentação maior. Ademais a regulamentação não esclarece a forma de aplicação já que o mesmo se pode realizar por fora do cálculo tarifário ou dentro do mesmo. Todas estas complicações seriam desnecessárias de contar com uma tarifa com encargo por capacidade, ou utilizar os fatores de cargas estimados na campanha para o cálculo do encargo volumétrico



Resulta conveniente mencionar que é prática internacional usual a aplicação de encargos por capacidade para os grandes usuários industriais.

Comentário 1: Concordamos no seu comentário sobre a importância de que as tarifas incluam um encargo de capacidade. Nas atuais circunstâncias não é possível aplicar este encargo a todos os usuários.

Sendo assim, esta agência decidiu aplicar tarifas binômicas, com desconto para aqueles usuários de alto fator de carga e, exigir que os novos contratos, a partir do terceiro ciclo, prevejam a possibilidade de aplicar encargos de capacidade por meio das tarifas trinômicas.

10.7.3 Plano de Investimentos

É de prática regulatória generalizada que alguns planos de investimento que beneficiem a algum usuário ou um grupo de usuários particular sejam absorvidos pelas tarifas que pagam todos os usuários. Este mecanismo se conhece como “roll-in” e através do mesmo, todos os clientes contribuem solidariamente à expansão do sistema. A justiça desta metodologia se baseia no fato de que a expansão do serviço de gás natural e seu uso massificado incorpora clientes que contribuirão a pagar os custos totais do sistema e no longo prazo produzirão uma redução dos custos médios e seu conseqüente ganho de produtividade por aumento na escala. Quanto mais em massa seja o uso do gás natural, maiores serão os ganhos de eficiência por economias de dispersão ou densidade. Por outro lado, um argumento importante a favor do mecanismo de roll-in, é que permite o acesso ao serviço de setores cada vez mais afastados dos centros urbanos, melhorando as condições de vida das pessoas localizadas nestas zonas. A chegada do gás natural traz consigo melhoras nas economias regionais ao oferecer um energético limpo e de menor custo e reduz a migração rural para as grandes urbanizações. Por este motivo se propõe que se aceitem aqueles investimentos em expansão e saturação do serviço dentro das tarifas que pagam todos os usuários de gás natural. Entre as tipologias mais comuns e importantes de investimentos que permitem a massificação do serviço e a expansão do sistema se pode citar:

- ***Abastecimento mediante gasodutos virtuais mediante a tecnologia de GNC:*** esta tecnologia permite começar a prestar o serviço até tanto se conte com um gasoduto que una a rede de polietileno com o resto do sistema, priorizando deste modo o rápido acesso dos clientes ao sistema.
- ***Investimentos em instalações internas e gasodomésticos para incentivar a conversão de clientes ao gás natural***⁸: esta modalidade reduz a barreira à entrada que tem o gás natural permitindo o acesso a clientes que de outro modo permaneceriam consumindo o combustível substituto.

Comentário 1: As instalações internas e o abastecimento, mediante a tecnologia GNC, não formam parte das atividades reguladas da distribuidora e, por isso, não corresponde remunerá-las mediante tarifa regulada.

A proposta desta concessionária implica um subsídio cruzado, em razão de os demais usuários estariam pagando os custos das instalações internas de novos usuários. Além disso, este procedimento não está permitido no Contrato de Concessão.

A decisão da distribuidora de realizar a instalação interna de unidades usuárias é decisão embasada em sua política comercial e deve ser realizada com seus próprios recursos.

⁸ Como de referência se pode citar o caso do Rio de Janeiro onde as tarifas aprovadas na primeira revisão tarifária incluíram os investimentos em instalações internas permitindo uma grande massificação do serviço de gás natural canalizado



10.8 MONITORAMENTO DOS INVESTIMENTOS PROGRAMADOS

A metodologia propõe realizar um monitoramento dos investimentos realizados para verificar o cumprimento das metas físicas. Neste caso se faz uma divisão dos investimentos entre aqueles de expansão e os investimentos de manutenção. Em caso que os investimentos executados tenham sido menores aos programados, calcula-se o efeito de diferencial tarifário cobrado nos anos decorridos desde o início do período até a execução do projeto.

É importante ter em conta que o esquema atual não incentiva à empresa a propor planos de investimentos otimistas pois se a demanda não se comporta como estava previsto e a empresa em consequência não realiza aqueles investimentos desnecessários, é penalizada por não atingir as metas mínimas fixadas. Por essa razão, a regulação impulsiona às empresas a apresentar planos muito conservadores com os investimentos mínimos necessários. Isto poderia produzir falhas na cobertura da demanda nos casos em que esta cresça a ritmos superiores aos previstos.

Comentário 1: A aceitação sem redução tarifária de planos de investimento propostos e não realizados implica que a concessionária obtenha por um período de um a cinco anos margens superiores as adequadas incentivando a proposição de planos inexecutáveis.

Comentário 2: O mecanismo estabelecido na Nota Técnica item 3.2.2.2 prevê incentivos às empresas que operem eficientemente, pois lhe permite obter uma maior taxa de retorno no caso de reduções dos custos de investimentos em relação aos programados durante o período de cinco anos que transcorrem entre duas revisões tarifárias.

Comentário 3: Mantém-se o mecanismo estabelecido no item 3.2.2.2.

10.9 DESCONTO

As margens de distribuição permitem a aplicação de descontos por parte da concessionária. Estes descontos são parte da estratégia comercial da concessionária em um esforço para oferecer um serviço competitivo contra os energéticos alternativos substitutos. Por esta razão, não se deveria sugerir que estes níveis de descontos sejam trasladados às tarifas por uso do sistema de distribuição a aplicar no Mercado Livre.

Comentário 1: A proposta de desconto na TUSD, prevista no item 3.3.2.1 da Nota Técnica nº RTM/02/2009ARSESP, não torna compulsória referida prática como colocado nas contribuições acima destacadas. Considerando que referido desconto incide sobre a margem de distribuição, que é uma componente considerada no serviço integrado e no serviço desagregado, a proposta visa evitar discriminação pela distribuição em função do mercado: regulado ou livre. Observamos que a faculdade da concessionária praticar descontos está prevista na Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira, sujeita a algumas condições, das quais se destaca o tratamento não discriminatório a usuários em situações similares (inciso II da Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira c/c Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda). E a regulamentação das condições de concessão de descontos é atribuição do regulador, conforme parágrafo único do art. 42 do Decreto 43.889/1999, que deve considerar os princípios da prestação do serviço público de gás canalizado, destacados nos inciso do art. 3º do mesmo Decreto, dos quais se destaca o incentivo à competitividade e tratamento não discriminatório entre usuários do serviço em condições similares.

Comentário 2: A proposta metodológica de apurar os descontos médios dos usuários potencialmente livres para em um ano para aplicar no ano seguinte, foi a melhor alternativa encontrada pelo regulador para a aplicabilidade do conceito, já que não é possível a migração de descontos simultânea entre os dois mercados.



11 TEMPO GIUSTO

Quando se discute a liberalização do mercado de distribuição de gás canalizado no Brasil a impossível deixar de se ter como paradigma a evolução pela qual passou o setor elétrico brasileiro. Contudo é necessário que sejam feitas ressalvas, pois essa comparação não pode ser considerada de forma direta e desvinculada do contexto institucional, regulatório e mesmo histórico que caracterizaram a liberalização do mercado de energia elétrica no Brasil.

Em primeiro lugar, um pequeno extrato do contexto histórico. A introdução do "consumidor livre" na legislação do setor elétrico não foi um ato isolado. Pelo contrário, surgiu no contexto de uma ampla reforma da base conceitual e organizacional do setor elétrico como um todo e basicamente so foi operacionalizada após um longo processo de crise financeira que se estendeu por quase uma década (1983/1993) e cuja solução envolveu não somente medidas saneadoras (a exemplo do encontro de contas promovido pela Lei 8631/93) como estruturais, tendo como referência a Lei de Concessões (8987/95) e particularmente a Lei 9074/95. E exatamente na Lei 9074/95, no seu art. 15, que se encontra a essência da filosofia que norteou a introdução da competição no setor elétrico brasileiro:

- Progressividade na abertura do mercado, permitindo que os agentes e as práticas de mercado fossem capazes de se ajustar as novas regras, apoiados pela criação de uma agência reguladora nacional (ANEEL- Agenda Nacional de Energia Elétrica), em articulação com agências estaduais capazes de atuar, mediante delegação, na fiscalização dos serviços concedidos ou autorizados;*
- Diversidade de agentes, tanto no lado da oferta como no lado da demanda, permitindo a formação de um mercado com simetria de informações e capacitação para o exercício da competição, com base em regras gerais e fiscalizadas pelo regulador nacional;*
- Criação e funcionamento adequado de uma câmara de liquidação dos contratos de energia elétrica, que garantisse transparência e segurança na liquidação financeira das transações de compra e venda (inicialmente MAE - Mercado Atacadista de Energia, hoje CCEE -Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), apoiada por um ente centralizador de todo o despacho das usinas e responsável pela programação do equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no território nacional (ONS - Operador Nacional do Sistema).*

Passada uma década da introdução do mercado livre de energia elétrica, é possível se constatar, sob uma perspectiva mais isenta, que o sucesso alcançado não foi decorrente de uma ação isolada, mas de um conjunto de fatores, tanto de natureza institucional/jurídica, quanto meramente conjuntural.

Do ponto de vista institucional e jurídico, a abertura foi estabelecida observando que o porte dos consumidores constituía-se em um elemento vital. Ou seja, privilegiou-se a capacidade técnica, comercial e financeira dos consumidores de maior porte de entenderem e se ajustarem as regras de comercialização livre (primeiro os consumidores com carga maior ou igual a 10 MW, limite posteriormente reduzido Para 3 MW, porém sempre condicionado a conexão elétrica em tensão superior a 69 kV). Além disso, houve o cuidado de sempre ser ressalvado que o direito de migração do mercado cativo/regulado para o mercado livre deveria respeitar os contratos de fornecimento em vigor e que a mutação de status, caso o consumidor desejasse retomar ao mercado cativo/regulado, deveria ser precedida de aviso prévio a distribuidora local, de forma a permitir uma adequada programação de contratos e, em decorrência, uma programação energética para o atendimento dessas cargas sem prejuízo ou risco aos demais consumidores (condição de prudência que se estendeu também aos autoprodutores no ajuste de suas relações contratuais com as distribuidoras).

De qualquer forma, aos novos consumidores entrantes no mercado, com carga superior a 3 MW e independentemente do nível de tensão de atendimento, foi garantida a liberdade de escolha do fornecedor, uma vez que o exercício desse direito de opção não interviria na composição do portfólio nem no volume dos contratos de suprimento das distribuidoras, observado o prazo mínimo de antecedência do exercício da opção.

Outro ponto importante refere-se a compatibilização, no tempo, entre oferta e demanda. Dentre as reformas promovidas, a legislação previu a migração dos contratos de suprimento firmados



entre as usinas em operação em 31/12/1998 e as distribuidoras (chamados de "contratos iniciais"), alocados de acordo com o mercado das distribuidoras, através de uma regra de desconstrução antecipada e, portanto, previsível, a qual determinou que 25% do estoque contratado através dos "contratos iniciais" fossem sendo liberados para o mercado a cada ano entre 2003 e 2006. Esse mecanismo visava permitir uma liquidez de oferta ajustada a migração dos consumidores potencialmente livres para o mercado não regulado, dando, portanto, lastro físico para as operações comerciais no mercado livre e, mais ainda, fosse viável a ampliação do número e da diversidade de agentes pelo lado da oferta, garantindo, portanto, o atendimento a uma das condições essenciais para a existência de um mercado competitivo, a qual, em última instância, acarretaria a formação de preços, considerando a oferta e a demanda "livre", de forma justa e equilibrada.

Um fator de ordem conjuntural acabou por dar maior lastro físico a essa reorganização no mercado de energia elétrica brasileiro: com o racionamento de energia elétrica entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, a mudança de hábitos e o aumento na eficiência no uso da energia elétrica em todos os segmentos (residencial, comercial, industrial e público), acarretaram em uma "sobra estrutural" de energia elétrica nos anos de 2002 a 2006, o que acabou por acelerar o processo de migração devido ao fato de que os preços no mercado livre foram profundamente afetados por essa "sobra" conjuntural, ampliando o interesse conjuntural dos clientes potencialmente livres em aderirem as regras (e aos riscos, sobretudo os de natureza hidrológica, face as características do sistema brasileiro) do mercado não regulado.

Essa preocupação com relação ao ajuste entre oferta e demanda também iluminou outra etapa do processo de liberação do mercado. O art. 26, § 5, da Lei 9.427/96, posteriormente regulamentado pelas Resoluções Normativas ANEEL n 247, de 21 de dezembro de 2006 e n 286, de 06 de novembro de 2007, estabeleceram as bases para que operadores de fontes incentivadas de produção de energia elétrica (basicamente, as PCHs - Pequenas Centrais Hidroelétricas, as usinas eólicas, de energia solar ou de biomassa, de até 30 MW instalados) pudessem vir a firmar contratos de suprimento/fornecimento com "consumidores especiais", assim definidos aqueles com carga superior a 500 kW, enquadrados na classe tarifária regulada A4 (2,3 a 25 KV), reunidos ou não em "comunhão de interesse de fato ou direito" (ou seja, unidades - filiais - de um mesmo CNPJ ou diferentes CNPJs localizados em áreas contíguas).

Claramente o objetivo do legislador foi o de criar "mercado/demanda" a partir de um "mercado/oferta" de interesse público e coletivo, incentivando fontes renováveis e menos poluentes através de mecanismo de equalização no ambiente de competição, tanto na comparação de preços via a vis as tarifas reguladas (mediante desconto na taxa de uso do sistema distribuidor - TUSD), quanto na garantia de oferta física compatível e existente (pela certificação e fiscalização dos projetos a serem materializados concretamente).

Esse rápido retrato do mercado de energia elétrica brasileiro demonstra que a diversificação tanto de agentes de comercialização, como de produção (entendidos tanto os geradores com outorga de uso do bem público, como os produtores independentes, autoprodutores, cogeneradores ou autorizados a geração termoeletrica ou de centrais hidroelétricas de pequeno porte), constituiu-se na fundamental razão para o sucesso na liberalização do mercado final de consumo de energia elétrica, ao lado da garantia de livre acesso a rede de transporte.

Com base nos dados da CCEE, atualmente existem 938 agentes autorizados a operar no mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil. Destes:

- 645 (68,8%) são consumidores livres;
- 192 (20,5%) são geradores, produtores independentes, autoprodutores e importadores, portanto potenciais ofertantes;
- 58 (6,2%) são comercializadores e 43 (4,6%) são distribuidores, portanto potenciais competidores entre si.

Mais significativo ainda, igualmente com base nos dados apresentado pela CCEE no relatório de consumo por classe dos agentes, em dezembro de 2008 os consumidores livres consumiram 5,3 GWh de um total de 35,6 GWh, que correspondem a 14,8% do total, mesmo considerando os efeitos da atual crise internacional. Apenas para ilustrar, em dezembro de 2007, de acordo com dados do Boletim Mensal Estatística e Análise do Mercado de Energia Elétrica da EPE -Empresa de Planejamento Energético, o mercado livre consumiu 7,3 GWh de um total de 32,0 GWh, portanto 23,4%, sem os efeitos ainda da crise internacional.



Esses fatos por si demonstram que o sucesso na liberalização de um mercado depende intrinsecamente da qualidade e do bom senso na condução do processo, observando-se que a transição depende não somente da vontade política do legislador/regulador, mas também de condições estruturais do mercado (sobretudo livre acesso aos meios de transporte, diversidade de agentes pelo lado da oferta - portanto, sem a presença de agentes monopolistas - e, não menos importante, regras de transição que respeitem os contratos em vigor, além de um ambiente reconhecido e respeitado de liquidação física e financeira dos contratos), como de fatores conjunturais, algo que o racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002 e a atual crise internacional assim o demonstram.

Comparativamente, o mercado de gás no Brasil ainda é dominado por um único produtor/importador, o qual também detém posição dominante na rede transporte. Apesar do notável avanço com a aprovação da recente Lei do Gás (PL 6673 - C, ainda por ser sancionado pelo Presidente da República), a qual regulamenta e tipifica as funções a serem exercidas por diferentes agentes e dá outras providências no sentido de organizar o mercado, a consolidação das novas práticas ainda está por exigir um período de transição, a exemplo do que ocorreu no setor elétrico. Além disso, apesar das perspectivas positivas para a ampliação da oferta de gás no longo prazo, a instabilidade no relacionamento comercial com o atual principal supridor externo brasileiro (Bolívia) e a avaliação realista do mercado de oferta interno brasileiro para os próximos anos (independentemente do rigor que a crise internacional possa vir a afetar a economia brasileira), claramente apontam para uma situação inversa daquela vivida pelo setor elétrico entre 2002 e 2006, quando se consolidou o mercado livre elétrico.

Assim, por maiores que sejam as semelhanças entre o mercado consumidor de energia elétrica e de gás, até por serem, a princípio, os mesmos agentes na ponta compradora final, o estágio de maturidade regulatória, organizacional e as forças de mercado são totalmente diferentes. Enquanto o mercado de energia elétrica a um mercado maduro, do ponto de vista das redes de distribuição e dos procedimentos de livre acesso ao sistema de transmissão, a indústria de gás é essencialmente uma indústria por redes em expansão acelerada, se for considerado índice de cobertura territorial de ambas as indústrias e principalmente o índice de participação da energia elétrica e do gás na matriz energética brasileira. Além disso, a indústria de energia elétrica brasileira é madura do ponto de vista da participação no hegemônica dos agentes, em qualquer dos seus elos da cadeia produtiva, em especial no que se refere a produtores e transportadores.

Na indústria de gás essa situação está ainda longe de acontecer. Em primeiro lugar, porque há a concentração de poder pelo lado da oferta e no transporte, já mencionada. Em segundo lugar, porque o grau de cobertura da rede ainda está muito aquém do possível e desejado, seja por razões de diversificação energética, seja por razões ambientais dadas as vantagens inequívocas do uso do gás natural em processos industriais e comerciais, em substituição a outros combustíveis fósseis mais poluentes. E para que haja uma relação de equilíbrio na equação de custos e de recursos para viabilizar (e financiar) os pesados investimentos em redes de gás canalizado, preservar a escala do negócio a uma condição estratégica, tanto no interesse dos pequenos e médios, como dos grandes consumidores.

Finalmente, sob a ótica do interesse dos consumidores, é evidente que a competição é um instrumento absolutamente desejável, complementando a ação do regulador. É de se destacar, porém, que a ausência das mesmas condições, estruturais ou conjunturais, de diversidade de agentes e de segurança na oferta, torna crítica a avaliação de quanto o mercado poderá ser efetivamente competitivo ou se resultará, no curto e no médio prazo, unicamente na troca de um monopólio regulado por outro teoricamente "desregulamentado". E nesse ponto, as lições do processo pelo qual o setor elétrico atravessou na última década podem ser realmente importantes.

Comentário 1: Concordamos com a sua visão e experiência recorrida quanto a implantação do mercado livre de energia elétrica. Ressaltamos que “o sucesso alcançado nesta abertura não foi produto de uma ação isolada em um momento determinado, mas sim de um conjunto de fatores, tanto de natureza jurídica/institucional, quanto meramente conjuntural”. Neste sentido, a orientação, quanto a abertura da comercialização na indústria de gás do estado de São Paulo, é seguir com bastante



atenção o desenvolvimento e as discussões referentes às lições aprendidas no mercado livre de energia elétrica.

Comentário 2: Os mercados de gás e de energia elétrica apresentam condições desiguais, principalmente no que se refere ao grau de concentração da oferta. Entre as similaridades de ambos os processos de abertura, cabe mencionar que se exige um porte mínimo para acessar o mercado livre, respeitando os contratos, a liberdade de escolha, o aviso prévio, entre outros.

Apesar da infraestrutura de distribuição estar em pleno crescimento, não há oposição à implementação de abertura, já que a estruturação da tarifa por uso do sistema de distribuição permitirá a extensão da rede, remunerando adequadamente os ativos, bem como o uso da rede já existente. Esta agência separará os custos de comercialização e de distribuição de maneira que as tarifas reflitam isto adequadamente. A competição somente afetará as margens de comercialização sem que isso afete a recuperação dos custos de infraestrutura por intermédio da tarifa de distribuição.

12 APRESENTAÇÕES

12.1 ABEGÁS

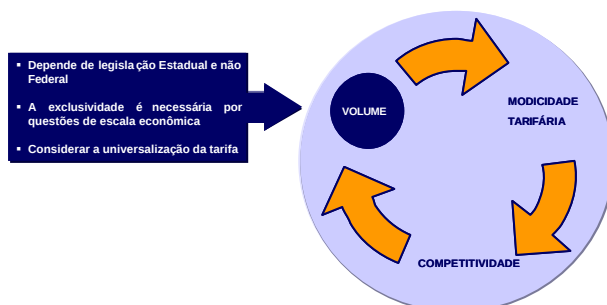
“XXXI – Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”

PL 6673/06 – Lei do Gás

Aspectos Relevantes

- As atividades de transporte, armazenamento e distribuição de gás canalizado são consideradas monopólios naturais, sendo portanto, objetos de regulação.
- A figura do consumidor livre foi criada pelas autoridades regulatórias em nível mundial objetivando introduzir competição.
- O sucesso na introdução de um marco de liberalização se dá à medida em que existe duas condicionantes básicas: uma maior oferta demandada e existência de um maior número de produtores/comercializadores de GN, condições atualmente não existentes no Brasil.
- O marco regulatório do RJ estabeleceu a figura do consumidor livre que tem o direito de eleger seu fornecedor de gás (commodity + transporte) permanecendo cativo da distribuidora no que se refere apenas ao serviço de distribuição.
- O modelo estabelecido no estado do Rio de Janeiro, onde o volume mínimo, é de 3 milhões de m³/mês, por ponto de entrega, preserva os investimentos das distribuidoras e promove a modicidade tarifária e a universalização da distribuição do Gás Natural.

A Exclusividade da Comercialização nos Estados





Comentário: Concordamos com a sua apreciação de que esta revisão tarifária e processo de abertura conduzam a resultados que promovam a modicidade tarifária e a competitividade.

12.2 ABGNV

Do histórico:

O programa de GNV completa 25 anos no país e teve seu período de pujança mais acentuado a partir de 1996, quando se permitiu a sua instalação em todos os veículos, inclusive os de uso particular.

Do contexto atual:

- 1,583,000 de usuários em todo o Brasil.
- 1562 postos de abastecimento.
- 70,000 empregos diretos, de frentistas, usuários, fabricantes e convertedores
- Mais de 7 bilhões de reais em investimentos, das redes aos postos e oficinas de conversão.

Do pioneirismo de São Paulo:

Pioneira na introdução ao uso veicular da molécula do metano através do organismo de pesquisa, o IPT, Instituto de Pesquisas Tecnológicas da USP, coordenado pelo professor Dr. Nedo Eston de Eston

Primeira na aplicação da molécula no transporte através da CMTC, Companhia Municipal de Transportes Coletivos.

Núcleo principal na elaboração de normas técnicas de uso da molécula, através da ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas.

Primeiro fabricante nacional de KITS para o Uso de Metano e Gás Natural.

Primeiro fabricante nacional de Cilindros de Aço de uso exclusivo de Gás Natural.

Primeira Carreta Nacional de armazenamento de Gás Natural, fornecido a Petrobrás para o transporte do Gás oriundo dos campos de Guamaré no Rio Grande do Norte.

Primeira a estabelecer um programa de avaliação e capacitação dos convertedores através do Programa 10 patrocinado pela COMGAS, auditado pelo CTGAS e apoiado pela ABGnv.

GNV – Propostas para o Incentivo ao Uso

Após a constatação a respeito do interesse ao uso do GNV como alternativa de combustível para os veículos automotores e visando dinamizar a sua utilização, passamos a elencar os motivos e as formas para a retomada deste mercado no estado de São Paulo.

Da logística:

Desde o início do programa de GNV no país, foi constatado que o vetor de viabilização de expansão das redes de distribuição do Gás Natural passa preferencialmente pelo uso do GNV



por se tratar de uma demanda confiável e constante ao longo do tempo, aliado ao fato de que seus usuários se deslocam para o seu abastecimento.

Desta forma, após a instalação inicial dos postos de abastecimento a sua rede de alimentação viria a servir toda a linha de usuários ao longo de seu trajeto, incentivando o seu uso e conseqüente demanda.

Assim ocorreu com o pequeno comercio, residências e industrias de baixo consumo.

Da economia:

O mercado usuário tem constatado que o uso do GNV proporciona uma maior economia quando comparado aos combustíveis existentes.

As tabelas e formulas de calculo podem ser encontradas em diversos sites como o da COMGAS, IBP e da própria ABgnv.

Do Meio Ambiente:

A molécula quando aplicada em uma conversão bem realizada, motivo de nosso apoio o Programa 10 patrocinado pela COMGAS, contribui enormemente com os baixos índices de poluição, pela ausência na emissão de materiais particulados, óxidos de enxofre, organo clorado voláteis (VOC's, precursor do O3), aldeídos e emissão de NOx inferior a qualquer outro combustível de origem fóssil. Desta forma, todo o parque de veículos, poderá, quando convertido, contribuir na redução dos gases poluentes locais decorrentes de emissão.

Das Alternativas ao Incentivo:

Neste período de recessão onde o incentivo a demanda seria interessante, algumas das alternativas poderiam ser adotadas:

1. Redução do IPVA, medida de impacto imediato sem prejuízo ao governo estadual, pois somente teria efeito no ano vindouro, ou seja, no próximo exercício fiscal.
2. Reestudo do item, Substituição Tributaria, tendo em vista que aplicada ao setor automotivo, impactou sobre medida no comercio dos itens aplicados na conversão ao GNV, onerando o fornecedor por antecipação tributaria de uma obrigação da oficina convertedora. ICM aplicado a um IVA estimado de 40% no estado.
3. O estado do Rio de Janeiro, não signatário no CONFAZ não aplica tal fator aos produtores locais, facilitando a venda de seus produtos no estado, explicando assim o seu dinamismo nesta matéria.
4. O diferencial de custos do Gás Natural no estado do Rio de Janeiro esta permitindo uma maior competitividade de seus produtos industriais, ao redor de 22% neste insumo, traduzido pelos preços mais competitivos de seus produtos, que poderá provocar a migração dos produtos industrializados para o seu estado, prejudicando assim os produtos manufaturados no estado de São Paulo.

Comentário: As questões citadas na proposta – aspectos tributários - não formam parte deste processo de revisão tarifária.



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

12.3 ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS AGENTES COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA

MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

Abertura do mercado de Energia Elétrica no Brasil:

- **1995** – Abertura do mercado para compra direta com PIES por consumidor com demanda acima de 10.000 MW.
- **1998** – Criação do mercado livre e dos comercializadores de energia elétrica.
- **2000** – Redução do requisito de carga para 3.000 MW.
- **2007** – Regulamentação do mercado de energia Incentivada, para consumidores com carga acima da 500 kW.

Prazos de migração:

- **Mercado Livre:** Término do contrato de fornecimento. Retorno com aviso prévio de 5 anos.
- **Mercado de energia incentivada:** 6 meses para migração e retorno.

Evolução do Mercado:

- Cumpre papel relevante para a produtividade da economia, para o equilíbrio da política macroeconômica e para o desenvolvimento nacional.
- A partir de uma boa plataforma regulatória os mercados de energia são aliados de governos e consumidores, promovendo investimentos na oferta e na racionalização do consumo.
- Papel crescente – reação da demanda hoje percebida como importante.
- Fim o ciclo da sobreoferta

Tendências do mercado:

- Vitalidade, amadurecimento e profissionalismo.
- Diversificação do produto: contratos com maior prazo, foco nas necessidades dos consumidores, flexibilidade, previsibilidade de preços.
- Comercializadores: maior nº de empresas e de associados da Abraceel, código de ética e conduta do mercado.
- Desenvolvimento de alternativas de precificação, contração e gestão de risco voltadas para o mercado livre.

CONCLUSÕES:

Aspectos importantes para a abertura do mercado:

- Separação das atividades G-T-D-C
- Livre acesso às redes
- Redução do poder de mercado dos agentes
- Regras claras e estáveis
- Transparência e informação para os consumidores
- Desverticalização
- Sinal de preços eficiente



10 anos do mercado livre de energia elétrica:

- Disseminação do conhecimento no setor.
- Consumidores: maior competitividade, condições específicas de atendimento, reação a sinais de preços, estímulo à eficiência energética.
- Comercializadores: liquidez, diversidade e eficiência ao mercado. Fortalecimento e investimentos na expansão
- Sinergia entre os mercado de gás e energia elétrica – necessidade de uma regulamentação conjunta.
- Oportunidade de novos produtos e ganhos para os dois setores.

Comentários: Concordamos que os aspectos citados são importantes para a revisão tarifária e abertura do mercado.

12.4 BRASKEM

A) SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES D & C

CONSIDERAÇÕES

A NT nº RTM/02/2009 é vaga quanto a vários aspectos regulatórios relevantes quanto a separação das atividades da D&C e da conseqüente criação do consumidor livre de gás natural:

- As figuras do Auto Importador e Auto Produtor de Gás não são consideradas;

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por conseqüência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

Comentário 3: No que diz respeito as figuras citadas do auto-produtor e do auto-importador de gás, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão tratados como usuários livres, não sendo aplicável, a estes potenciais usuários, os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre estabelecidos



em 10% para o primeiro ano, findada a exclusividade e, 30% para o conjunto dos três anos até a próxima revisão tarifária da COMGÁS

- As perdas técnicas e comerciais também não são tratadas;

Comentário: As perdas estão consideradas na TUSD.

- Regras / diretrizes contratuais do Uso do Sistema de Distribuição também não são abordadas de forma clara.

Comentário: Não concordamos com esta posição. As regras estão adequadamente expostas na nota técnica versão final.

O aumento de volume de gás, considerado para o cálculo do P0 e do ganho de produtividade advindos da escala, deve ser referente a todos os clientes ligados à rede de distribuição, independentemente da condição cativa ou livre dos consumidores.

Comentário: Concordamos com a posição exposta.

O preço do gás no “City-Gate” é acrescido do custo de distribuição e repassado diretamente ao consumidor.

Assim, não se espera qualquer tipo de perdas econômicas para a distribuidora após a implementação da competição na atividade de comercialização do gás natural.

Comentário: Concordamos com a posição exposta. Entretanto, poderiam ocorrer perdas, caso a concessionária não pudesse descontratar o gás nos volumes requeridos.

PROPOSTA

Considerando a importância do tema, solicita-se que:

1. a revisão tarifária da Comgás seja considerada provisória.

Comentário 1: Informamos que todos os dados, incluindo cronograma previamente divulgado, fazem parte do processo de revisão tarifária, realizando audiência pública e plena divulgação de todos os materiais e dados no site da ARSESP.

Comentário 2 Não é aceita a proposta que este processo de revisão tarifária seja considerado provisório.

O processo de revisão tarifária, cujo foco é estabelecimento das tarifas dos serviços de gás canalizado que serão praticadas durante o próximo ciclo, teve sua metodologia inicialmente aplicada no 2º Ciclo Tarifário, agora aprimorada no âmbito da Audiência Pública nº 01/2009 para fins do 3º Ciclo Tarifário, conforme proposta divulgada nos termos da Nota Técnica nº RTM/02/2009 e contribuições recebidas da sociedade.

Trata-se de metodologia amplamente conhecida, parecendo-nos que as alterações propostas não justificam o estabelecimento de resultados provisórios, o que certamente acarretaria insegurança aos agentes e usuários dos serviços. Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente, se for o caso, em regulamentos específicos. Sem prejuízo deste detalhamento, as diretrizes e premissas aplicáveis ao processo de abertura de mercado estão divulgadas nesta Audiência Pública nº 001/2009.



2. o regramento da separação das atividades de D&C e do consumidor livre seja submetido a uma audiência pública específica, sendo colocada em discussão minuta de resolução sobre o tema.

Comentário: As diretrizes estão sob audiência pública. As deliberações subsequentes a revisão tarifária deverão ser submetidas a consulta pública, e/ou audiência pública, conforme o caso.

B- PREÇO DO GÁS NO CITY-GATE

CONSIDERAÇÕES

Atualmente na formação do preço do gás para consumidor, o custo de produção e transporte é repassado diretamente à tarifa;

Não existem informações que auxiliem as previsões de preços da 'commodity' e transporte;

Não existe uma avaliação da razoabilidade dos preços da 'commodity' e transporte.

PROPOSTA

Que a ARSESP reproduza o mais fielmente possível os mecanismos de reajuste de preço;

Comentários: Este processo refere-se somente a revisão de margem e processo de abertura.

Que a ARSESP atue como agente fiscalizador dos contratos firmados entre as distribuidoras e seus fornecedores.

Comentário: Concordamos com a afirmação.

12.5 PASSOS, SOUZA E SILVA – ADVOGADOS ASSOCIADOS

- A Metodologia a ser utilizada na Segunda Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, inclui uma proposta e diretrizes do Modelo de Abertura da Atividade de Comercialização, que será aplicável ao Terceiro Ciclo Tarifário.
- Durante o Terceiro Ciclo, ocorrerá o fim do período de exclusividade na comercialização de gás canalizado aos usuários não residenciais e não comerciais e este processo deverá ser considerado na determinação das tarifas de distribuição. A estrutura tarifária dos serviços neste novo contexto deve cumprir com os objetivos e princípios contidos na regulação.
- *“Embora o final do período de exclusividade encontre regulamentação nos Contratos de Concessão, não há referência à previsão legal que norteará a Abertura. Portanto, o devido processo legal deverá ser elaborado pela ARSESP, em conformidade com a legislação em vigor”.*

Comentário: O dispositivo legal para regulamentação da abertura de mercado são os contratos de concessão e o marco regulatório da distribuição de gás no estado de São Paulo. (Decreto n. 43.889/99)



- Com o início da Abertura da atividade de Comercialização é necessário a separação dos custos, a implementação das modalidades contratuais e a consideração a eventuais subsídios cruzados, elementos que serão analisados pela ARSESP durante o processo.
- *“Da mesma forma para o estudo e composição desses custos, e conhecimento pelos usuários, para tomada de decisão se saio ou se fico, no regulado, necessário o esclarecimento dessas regras, e quais serão elas? Qual é a base legal para a criação e elaboração destas regras?”*

Comentário: As diretrizes básicas estão contidas na nota técnica versão final. A disciplina fina será editada subsequentemente. A base legal está na regulação, conforme contratos de concessão (Decreto n. 43.889/99).

- Entende-se que a abertura será realizada dentro das diretrizes do processo e, portanto se irá aperfeiçoando e com o monitoramento do funcionamento do mercado pela ARSESP, as regulamentações irão se adequando ao processo de abertura. O regulamento particular se explica nos seguintes itens.
- *“Quais são estas regulamentações? Qual é este regulamento particular? Qual é a base legal para a criação e elaboração destas regulamentações e deste regulamento particular?”*

Comentário: os regulamentos consistem, entre outros, contrato padrão de distribuição, autorizações contendo regras, direitos e obrigações do comercializador, disciplina sobre as condições de prestação de serviço, contrato entre comercializador e o usuário, etc.

- Para o exercício da atividade de comercialização será necessário contar com a autorização da ARSESP, além do cumprimento de obrigações requeridas em outras jurisdições.
- *“Quais os elementos, princípios e pressupostos que deverão ser considerados e os documentos exigidos para a autorização da ARSESP? Qual é a base legal para a criação e elaboração da autorização?”*

Comentário: As condições estão estabelecidas na nota técnica versão final.

- Em todos os casos em que houver manifestação do usuário para tornar-se livre e este posteriormente desista da sua manifestação, a Distribuidora terá a obrigação de continuar prestando-lhe serviço. No caso de um usuário que deseje retornar ao Mercado Regulado a Concessionária não poderá negar-se a prestar o serviço, e em ambos os casos sempre que houver disponibilidade comprovada de oferta ao usuário e não ocorra a impossibilidade econômica ou técnica da prestação.
- *“A obrigatoriedade é previsão do processo de concessão. Nestes casos é condicional a haver disponibilidade comprovada sem afetar a expansão do mercado. Como serão os critérios para analisar a conduta da Concessionária nesta obrigatoriedade?”*

Comentário: As obrigações e condições de expansão estão previstas na cláusula sexta dos contratos de concessão. As obrigações junto aos usuários livres referem-se no texto ao fornecimento de gás, não competindo com a questão da expansão.

- A Concessionária como fornecedor de última instância: durante situações normais de fornecimento, o Contrato de Venda de Gás entre o Usuário e o Comercializador deve estabelecer penalidades a ambas as partes pelo não cumprimento dos seus termos.



- “A ARSESP irá estabelecer limites para estas penalidades?”

Comentário: A questão do fornecedor de última instância foi suprimida na nota técnica versão final.

- Durante situações de crise de fornecimento, a Concessionária, poderá agir como fornecedora de última instância entregando os volumes que puder dispor. Nessas circunstâncias, a Concessionária não assumirá riscos econômicos por tal abastecimento.
- *Entendemos que esta resolução deve estar bem clara e sem margem para dúvidas no Regulamento a ser elaborado pela ARSESP.*

Comentário: Ver comentário anterior

- Resulta conveniente fixar pautas padrões para a contratação dos serviços de acesso à rede, por meio de “Contratos Modelo” a serem aprovados pela ARSESP.
- Visando resguardar a Flexibilidade contratual nas relações entre Comercializadores e Usuários chegou-se a conclusão, com respeito às relações contratuais entre Comercializadores e Usuários se estabelecer que não devem ser adotados modelos padronizados, senão que sejam estabelecidas pautas de conduta para a atividade, tais como o Regulamento e Código de Conduta para os Agentes da Atividade de Comercialização e as normas a que se sujeita desde o momento da emissão da autorização.
- *“Qual o teor deste Regulamento e destas normas? Qual é a base legal para a criação e elaboração deste Regulamento e destas normas? Os contratos serão padronizados para distribuição e não para comercialização?”*

Comentário: O regramento e condições dos contratos padronizados estão estabelecidos na nota técnica versão final.

- A abertura do segmento de Comercialização a usuários finais significa novas relações entre os agentes e ao mesmo tempo novas oportunidades de serviço. O Regulamento de Distribuição é complementado com estas regras, que estendem certas obrigações dos Comercializadores com os usuários e com o Distribuidor, observando a não discriminação dos usuários.
- *“Quais serão estas regras?”*

Comentário: As regras serão estabelecidas em regulamentos específicos tratando de temas, tais como: medição, faturamento, corte, nomeação, entre outros.

- Na experiência internacional consultada, estes objetivos, princípios e padrões de conduta dos Comercializadores estabelecem-se nos denominados Códigos de Conduta. Enfatiza-se que os países que avançaram na abertura da Comercialização implementaram Códigos de Conduta detalhados e rigorosos.
- *Haverá a implementação durante o Terceiro Ciclo?*

Comentário: Sim.

- As garantias financeiras exigíveis pela Concessionária aos usuários que usam o serviço de distribuição e são fornecidos com gás e transporte pelo Comercializador, serão também aplicáveis ao usuário livre. As garantias financeiras exigíveis pelo Comercializador ao usuário serão livremente pactuadas entre estes.



- “O art. 71 da Portaria 160 da CSPE, que prevê as condições de estabelecimento de garantias atualmente, está em desacordo com o previsto acima. Portanto, haverá alteração no regulamento vigente, ou será editada nova norma específica?”

Comentário: Não estão em desacordo, pois serão aplicados o previsto no art. 71 da Portaria 160 da CSPE, que as contratações entre as concessionárias e os usuários livres, ficando livre a negociação da aplicação da aplicação da garantia entre o comercializador e o usuário livre.

- Se o usuário passa a abastecer-se no Mercado Livre por um Comercializador, este último, ante a falta de pagamento do usuário, pode solicitar à Concessionária o corte do fornecimento.
- “Temos a situação em que a Concessionária deverá intervir na relação Comercializador-Usuário, sem que tenha participado desta relação contratual. A princípio, nos parece estranho o fato da Concessionária vir a efetuar o corte de um Usuário inadimplente com o Comercializador, principalmente nos casos em que o Usuário seja adimplente perante a Concessionária.”

Comentário: Correto o entendimento. Será aplicado, nos casos de inadimplência, o corte do fornecimento mediante solicitação do comercializador ainda que o usuário livre esteja adimplente com a concessionária. Essa medida foi necessária para que ocorra uma inadimplência geral nas transações relacionadas ao usuário livre.

- Destarte, latente a elaboração do conjunto de regras e regulamentos que irão nortear todo processo de Abertura, para que as partes envolvidas, ou seja, Distribuidor-Comercializador-Usuário, possam saber com clareza e objetividade as responsabilidades, deveres e obrigações de cada um no novo mercado que se descortina, ainda deveras obscuro, incipiente, desregulamentado e controverso, configurando alto risco para todos os envolvidos face à gritante falta do ordenamento necessário e fundamental à efetivação da Abertura da Atividade de Comercialização.

Comentário: A despeito das observações, não há como construir uma regulamentação sem antes termos aprovados as suas diretrizes básicas.

12.6 SIESP – SINDICATO DO INDUSTRIA DA ENERGIA DO ESTADO NO SAO PAULO

Revisao Tarifaria- Fator X

- Distribuição de gás => serviço público , monopólio natural => tem que ser regulado

Por controle rígido de custos (custo do serviço)

ou

Por Incentivos (Price Cap)

- Objetivo das duas formas de regulação é tentar manter as tarifas o máximo possível ao que elas seriam hipoteticamente se o serviço fosse competitivo
- Na regulação por incentivos o regulador estabelece uma tarifa inicial e pré determina reduções ao longo do período para transferir ao consumidor ganhos estimados para a distribuidora entre uma revisão e outra



- Quais ganhos são estes? => crescimento de mercado e diminuição de custos operacionais
- Este é o papel do fator x => a cada ano ele diminui a receita da distribuidora porque na data da revisão foi previsto que ela conseguiria reduzir custos e vender mais (aumentar seu mercado) a cada ano (pode ocorrer o inverso e o fator X aumentar a receita)
- Dilema do regulador:
 - Fator X muito elevado => concessionária em desequilíbrio
 - Fator X muito reduzido => concessionária auferir lucros extraordinários
- No Setor de Energia elétrica a determinação da metodologia do fator X teve inúmeras idas e vindas:
 - Mudanças de metodologias
 - Mudanças de parâmetros
 - Mudanças de critérios
 - Necessidades de ajustes a posteriori
- Imprevisibilidade, insegurança jurídica, dificuldade de testar as metodologias ao longo do tempo e ajustá-las
- Busca de um objetivo inalcançável e não previsto na origem do price cap => acertar “na mosca” o Fator X de modo a transferir todo possível ganho de produtividade ao consumidor
- Onde está o incentivo nesta prática?

Algumas reflexões sobre o Fator X do Setor de Energia elétrica:

- Fixar parâmetros com base no passado pode dar efeito inverso (ex: IPCA e IGPM; quando o IPCA ficou acima do IGPM as distribuidoras ganharam)
- Muita criatividade às vezes atrapalha (ex: Inserir a opinião dos consumidores sobre a qualidade do serviço no fator X)
- A inconstância do regulador pode gerar insegurança ao serviço
- O máximo de objetividade e simplicidade possíveis (evitar o subjetivismo) => pode reduzir custos de transação
- Não esquecer que a regulação é por incentivos, então ganhos de produtividade são desejáveis e não o contrário – aceitar que a concessionária pode ganhar temporariamente com o seu esforço para obter produtividade maior e que vai com isto ficar com parte dos ganhos.
- Por outro lado a possibilidade de ganhos é decrescente ao longo do tempo e isto deve ser refletido no fator X .

Comentário: Ver Anexo

12.7 VOTORANTIM

A) SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES DE D & C – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

- O serviço de distribuição será prestado a todos os consumidores sendo assim o aumento ou diminuição dos clientes que consomem gás comercializado pela empresa não deve afetar os ganhos da distribuidora;
- O aumento de volume de gás, considerado para o cálculo do $P0$ e do ganho de produtividade advindos da escala, deve ser referente a todos os clientes ligados à rede de distribuição, independente da condição comercial deste consumidor;
- O preço no “city-gate” é acrescido do custo de distribuição e repassado diretamente ao consumidor.



Assim, não se espera qualquer tipo de perdas econômicas para a Distribuidora após a implementação da competição na atividade de comercialização de gás.

Comentário: Esta agência entende que as perdas econômicas que possam resultar do funcionamento do mercado livre não tem porque impactar no mercado regulado.

A Nota Técnica é vaga no que tange vários aspectos relevantes quanto à separação das atividades. Por exemplo:

- Não está claro quais são as atividades de Comercialização que devem ser desagregadas daquelas de Distribuição;

Comentário: As atividades de comercialização estão definidas no Anexo IV da nota técnica versão final

- Não ficaram claras as regras para volta de um usuário livre ao mercado regulado. Por exemplo: com quanto tempo de antecedência este deve avisar a distribuidora de sua intenção?

Comentário: Estas regras estão explicitadas no item 3.1.1.2, subitem vii da nota técnica versão final

- As figuras do Autoprodutor de Gás e do Autoimportador não são consideradas;

Comentário: No que diz respeito as figuras citadas do auto-produtor e do auto-importador de gás, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão tratados como usuários livres, não sendo aplicável, a estes potenciais usuários, os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre estabelecidos em 10% para o primeiro ano, findada a exclusividade e, 30% para o conjunto dos três anos até a próxima revisão tarifária da COMGÁS

- As perdas técnicas e não-técnicas também não são tratadas;

Comentário: As perdas estão consideradas na TUSD.

- Será possível aos usuários livres vender no mercado seus excedentes contratuais? Isso deverá ser feito através de comercializadoras ou os mesmos poderão realizar tal atividade?

Comentário: Os usuários livres não poderão vender no mercado seus excedentes contratuais, como disposto na nota técnica versão final

- A Nota Técnica menciona diversas vezes um denominado “período de transição”, mas não cita a duração de tal período;

Comentário: O período de transição não é um conceito estabelecido na Nota técnica versão final.

- Mesmo no caso de um usuário livre a atividade de Medição continua sob responsabilidade da Distribuidora, no entanto não fica claro como a mesma repassará/dividirá estes custos com a Comercializadora;



Comentário: Os custos de medição estão inclusos na TUSD, que é paga pelo usuário livre à concessionária.

- A Lei do Gás, sancionada hoje, afeta diversos tópicos da metodologia de revisão tarifária apresentada. Desta forma, haverá necessidade de revisão dos mesmos.

Comentário 1: Na oportunidade de publicação da Nota Técnica, não havia sido publicada a Lei de Gás e atualmente continua sem regulamentação necessária.

Comentário 2: A Lei do Gás é uma Lei federal que disciplina a exploração, produção, transporte entre outros que não estão sujeitas a regulação estadual, como a distribuição e comercialização no âmbito do Estado.

Os efeitos sobre o mercado relacionados à Lei do Gás deverão ocorrer a médio e longo prazo na construção da infra-estrutura e por consequência na competitividade do gás e do transporte.

No âmbito da distribuição a possibilidade de construção de redes para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres, não deve alterar o processo tarifário.

Nos termos da Lei do Gás havendo interesse na construção de gasodutos interligando a produção ao consumidor, este ativo é oferecido para implantação pelas próprias distribuidoras. Em São Paulo é regra do Contrato de Concessão que havendo viabilidade econômico-financeira a distribuidora é obrigada a realizar a expansão. Desta forma, as Concessionárias deverão realizar as expansões necessárias.

Além disso, nenhum desses projetos para autoprodutores, auto-importadores e usuários livres foi até o momento apresentado e dessa forma dificilmente poderia ser completado nos próximos cinco anos. Caso venha a existir estes novos tipos de usuários, a Nota Técnica os classifica como usuários livres, desde que atendidas as demais exigências regulatórias.

Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente em regulamentos específicos.

Comentário 2: as figuras do auto-produtor e do auto-importador de gás, nas questões não conflitantes com a regulação sobre o assunto, serão tratados como usuários livres, não sendo aplicável, a estes potenciais usuários, os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre estabelecidos em 10% para o primeiro ano, findada a exclusividade e, 30% para o conjunto dos três anos até a próxima revisão tarifária da COMGÁS

Considerando a importância do tema, solicitamos que essa revisão seja considerada provisória e que este tópico seja submetido a uma Audiência Pública específica.

Comentário 1: Informamos que todos os dados, incluindo cronograma previamente divulgado, fazem parte do processo de revisão tarifária, realizando audiência pública e plena divulgação de todos os materiais e dados no site da ARSESP.

Comentário 2: Não é aceita a proposta que este processo de revisão tarifária seja considerado provisório

O processo de revisão tarifária, cujo foco é estabelecimento das tarifas dos serviços de gás canalizado que serão praticadas durante o próximo ciclo, teve sua metodologia inicialmente aplicada no 2º Ciclo Tarifário, agora aprimorada no âmbito da Audiência Pública nº 01/2009 para fins do 3º Ciclo Tarifário, conforme proposta divulgada nos termos da Nota Técnica nº RTM/02/2009 e contribuições recebidas da sociedade.



Trata-se de metodologia amplamente conhecida, parecendo-nos que as alterações propostas não justificam o estabelecimento de resultados provisórios, o que certamente acarretaria insegurança aos agentes e usuários dos serviços. Eventual reflexo decorrente da edição da lei do gás (Lei nº 11.909/2009), ou o detalhamento de aspectos da abertura do mercado, podem ser tratados posteriormente, se for o caso, em regulamentos específicos. Sem prejuízo deste detalhamento, as diretrizes e premissas aplicáveis ao processo de abertura de mercado estão divulgadas nesta Audiência Pública nº 001/2009.

B) RECEITA EXTRA CONCESSÃO E OUTRAS RECEITAS

A ARSESP definiu uma alíquota de 2% sobre as receitas brutas das atividades extra-concessão para fins de modicidade tarifária.

No setor elétrico a ANEEL utiliza uma alíquota de 90%!!!

Considerando que essas atividades são suportadas, em parte, pelas tarifas de distribuição, solicitamos que a alíquota de 2% seja reavaliada.

Comentário 1: Sobre a opinião a utilização de alíquota de 2% da receita bruta das outras atividades sea reavaliada, esclarecemos, antes de tudo, que estas atividades atualmente são praticamente inexistentes. De outro lado, verifica-se que o estabelecimento de valores mais elevados poderão inibir o exercício de tais atividades, que, em rigor, contribuem para melhor atendimento aos usuários.



13 ANEXO - RESPOSTAS ÀS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS SOBRE O FATOR X

1. INTRODUÇÃO

No marco do processo estabelecido pelas Deliberações ARSESP No 39 e No 44 de 2009 para a definição do cronograma a ser utilizado no processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado, são apresentadas a seguir as respostas da ARSESP às contribuições recebidas durante na Audiência Pública No 001/2009.

Foram recebidas contribuições das seguintes instituições e pessoas: ABRACE, COMGÁS, DELTA, Gas Brasileiro Distribuidora S/A, Gás Natural São Paulo Sul, Abividro, e a SIESP. A ARSESP agradece todas as contribuições recebidas.

As respostas estão organizadas em um único documento.

2. COMGAS

As observações e contribuições apresentadas pela COMGAS podem ser resumidas nos seguintes pontos:

1. “Após analisar as especificações no regime tarifa teto da ARSESP percebemos que há limitada necessidade do Fator X. A margem máxima inicial -P (0) – é calculada considerando-se as informações do ciclo tarifário inteiro. Sendo assim, alguns dos aspectos que a estrutura regulatória afirma que deveriam ser considerados ao se computar o Fator X, podem já estar presentes no cálculo do P (0). Este fato requer cuidadosa atenção por parte da Agência Reguladora, já que a metodologia impõe risco de ganhos de eficiência em duplicidade, os quais podem ter consequências negativas nos investimentos a longo prazo no setor. É importante que a Agência Reguladora compute o Fator X considerando apenas os alvos de eficiência razoáveis que ainda não foram demandados quando do cálculo do P (0).”
2. “Adicionalmente, analisamos o regime tarifa teto do setor de eletricidade, e descobrimos que a metodologia nesta estrutura regulatória deixa muito espaço para um Fator X ativo. Isto é resultado de uma tarifa média inicial calculada usando-se a informação de um ano apenas, deixando para o Fator X a função de incorporar toda a informação do restante do ciclo tarifário. Portanto, esta metodologia reduz o risco de ter a Agência Reguladora contando os ganhos de eficiência em dobro, já que a função dos dois principais parâmetros está visivelmente delimitada.”
3. “Finalmente, examinamos as características específicas da revisão tarifária da COMGÁS em 2004. Encontramos certos procedimentos questionáveis, especialmente no cálculo do Fator X. Primeiramente, a ARSESP sustentou a necessidade de um Fator X positivo, considerando apenas um dos cinco aspectos que o contrato de concessão afirma que deveriam ser considerados para este assunto: benchmarks internacionais. Em segundo lugar, este alvo de eficiência parece inadequado, já que considerou as concessões para distribuição de gás natural em apenas um país (Argentina) durante o primeiro ciclo tarifário, um período que normalmente apresenta ganhos de alta eficiência advindos de períodos de recuperação pós privatização, e, portanto, com pouca probabilidade de ocorrerem novamente em um futuro próximo.”
4. “Estas observações não são menos importantes: a Agência Reguladora encontrou espaço para impor um alvo eficiente (e, portanto, um Fator X que não é nulo) baseado somente no benchmark com resultados altos, acima do normal. Quando este tipo de alvo é imposto sem se examinar com profundidade o que poderia originá-los, as



Agências Reguladoras podem estar agindo contra os princípios do regime da tarifa teto.”

Comentários

1. Concorde-se com a observação formulada pela COMGÁS no sentido de que os ganhos de escala devem ser incorporados no cálculo de Po, deixando para o Fator X só aqueles fatores de eficiência que não foram considerados quando do cálculo do Po. A formulação incluída na Nota Técnica leva em conta isso e, portanto, não há risco de descontar ganhos de eficiência em duplicidade.
2. Embora a referência à metodologia seguida pela ANEEL seja importante, as características da indústria do gás apresentam peculiaridades em relação ao setor elétrico que foram levadas em conta quando da definição da metodologia para a determinação do Po.
3. As observações “3” e “4” da COMGÁS foram realizadas em novembro de 2008 e portanto, não levaram em conta a Nota Técnica apresentada na Consulta Pública.

3. DELTA

As observações e contribuições apresentadas pela DELTA podem ser resumidas nos seguintes pontos:

1. “A omissão do detalhamento dos critérios que podem ser utilizados pela ARSESP no ajuste do valor do OPEX quando do cálculo do P0. Este ajuste, combinado com a definição e estimativa de um Fator X deve implicar na sobreestimativa dos ganhos de eficiência estática e dinâmica que podem ser capturados pela Comgás ao longo do terceiro ciclo tarifário. Como no primeiro ciclo tarifário, corre-se o risco de sobreestimar os ganhos de eficiência esperados.”
2. “...a incerteza quando à definição de algumas variáveis e parâmetros. Por exemplo, qual a definição e como será calculado o “crescimento da produção da concessionária no período considerado.” E ainda, o valor de $\varepsilon = 0,95$ será de fato adotado pela ARSESP como valor para a elasticidade de escala? Caso não seja, como será determinada esta elasticidade?”
3. “a parametrização da função de produção considera três produtos e dois insumos. As participações dos produtos foram definidas ex-ante pela ARSESP e serão mantidas constantes no período de cálculo do índice de Tornqvist. O mesmo não acontece com as participações dos insumos. Não apenas eles precisam ser melhor qualificados como, também, é preciso deixar claro qual o critério de ponderação em relação à receita total.”
4. “...conforme a proposta do regulador, o termo $(\%W - \%WE)$ expressa uma diferença entre a variação de dois índices de preços, o IGP-M e o IPCA. O problema é que, desde a adoção do Plano Real, a paridade entre estes índices reduziu-se significativamente: a razão IPCA/IPG-M foi de 1,00 em janeiro de 1994 para 0,55 em dezembro de 2008. Assim, definir ex-ante a convergência destes dois índices, dada as suas especificidades e a atual conjuntura econômica, é onerar a concessionária muito além da sua capacidade de geração de ganhos de produtividade.”
5. “diversas passagens da Nota Técnica ora se referem à aplicação do Fator X por um período de quatro anos (do segundo ao quinto ano do ciclo tarifário), enquanto que outras se referem à um período de cinco anos. É preciso ficar claro que não se aplica o Fator X no ano da revisão tarifária periódica e, portanto, o Fator X calculado se aplica apenas a partir do segundo ano do ciclo, como definido no contrato de concessão da empresa.”
6. “é preciso ficar claro que o teto de 2,0% é válido para todo o terceiro ciclo tarifário. Assim, supondo-se um Fator X calculado de 2,0%, ele seria distribuído igualmente ao longo de todo o ciclo, resultando em 0,5% ao ano. Este resultado é condizente com a



expectativa dos modelos de regulação por incentivo, onde a captura das eficiências esperadas é decrescente ao longo do tempo, assim como com um Fator X igual à 0,89%, que foi aplicado no segundo ciclo tarifário.”

7. “Por fim, é importante ressaltar a observação feita por Bernstein e Sappington de que para que possa incentivar a busca de produtividade, a regulação do tipo *price cap* deve exigir que os preços regulados variem com a produtividade esperada e os preços esperados para os insumos, e não com valores realizados. Neste caso, a firma terá ganhos caso a produtividade alcançada seja maior do que a esperada e perdas no caso inverso. Em consequência, ela terá incentivos para operar diligentemente e assegurar ganhos de produtividade. A utilização de dados históricos, em muitos casos, não é o melhor preditor para valores futuros.”

Comentários

1. Não haverá duplicidade de descontos de ganhos de eficiência. Como já foi dito para a COMGÁS, os ganhos de escala devem ser incorporados no cálculo de Po, deixando para o Fator X só aqueles fatores de eficiência que não foram considerados quando do cálculo do Po. A formulação incluída na Nota Técnica leva em conta isso e, portanto, não há risco de descontos de ganhos de eficiência em duplicidade.
2. O crescimento no *output* da concessionária será determinado conforme o especificado na Nota Técnica. O valor da elasticidade de escala será determinado pela ARSESP após uma análise da informação histórica das concessionárias e, eventualmente, de uma análise de *benchmarking* com distribuidoras de outros estados ou países. O valor a ser considerado no cálculo da elasticidade de escala para avaliar o plano de negócio guardará correlação com aquele a ser aplicado no cálculo do Fator X. Vale notar que o valor de 0,95 é um valor conservador; de fato, a experiência internacional mostra que a elasticidade de escala pode ser menor do que 0,95 (Ofgem, 2003).
3. A ARSESP considera válidos os argumentos das contribuições recebidas. A participação dos insumos será mantida constante no período de cálculo do índice de Tornqvist. A regra é a seguinte: a participação dos insumos vem dada pela participação dos Opex na Receita total; a participação dos Capex é calculada por diferença.
4. Em relação ao uso dos índices de preços para o cálculo do Fator X, a Delta apresentou uma revisão sobre as fontes e formas de cálculo dos diferentes índices de preços do Brasil, mas não apresentou uma proposta concreta sobre quais índices deveriam ser utilizados. Dessa forma, considera-se que a proposta incluída na Nota Técnica deve ser mantida.
5. O Fator X não se aplica no ano da revisão tarifária, senão a partir do segundo ano do ciclo, como definido no Contrato de Concessão da Concessionária.
6. O valor teto de 2% é um valor anual e é coerente com a experiência internacional. Como complemento segue uma revisão de algumas taxas de crescimento da TFP na Europa preparada para a Ofgem (2003).



Tabela 1 Estimativas de crescimento da Produtividade anual

País	PTF	PPF Opex	Comentário
Reino Unido	1,3%		Taxa de crescimento de tendência no período 1974-1999.
Distribuidoras da Grã-Bretanha	4,2%	7,7%	Crescimento de tendência em um período de 10 anos.
Água e saneamento da Grã-Bretanha	2,6%	5,0%	PTF, com ajuste por qualidade de serviço, 1995/6-2001/2
Distribuição na Noruega	0,2%	1,6%	Crescimento de tendência em um período de seis anos
Distribuição na Alemanha	1,2%	4,7%	Crescimento de tendência em um período de dez anos
Distribuição nos Estados Unidos	2,2%	0,5%	Crescimento de tendência em um período de dez anos

Fonte: CEPA (Ofgem, 2003)

7. A ARSESP considera válidos argumentos recebidos sustentando que os preços regulados devem variar com a produtividade esperada e os preços esperados para os insumos, e não com valores realizados. No entanto para que seja possível realizar a projeção do crescimento da produtividade do setor é prática adotar os valores do passado próximo; para a estimativa dos preços esperados dos insumos se utilizarão as projeções oficiais.

4. GAS BRASILIANO E GÁS NATURAL SPS

As observações e contribuições apresentadas pelas concessionárias Gas Brasileiro e Gás Natural SPS podem ser resumidas nos seguintes pontos:

1. “A ARSESP propõe (na página 90 do Anexo I) um ajuste do TFP por volume aplicando a fórmula:

$$TFP_{ajustado\ pelo\ volume} = TFP + \left(1 - \frac{1}{e}\right) \Delta Y$$

Isto é correto já que o efeito das economias de escalas está incorporado no cálculo da margem máxima. Não está explicitada a fonte da qual está tomada esta fórmula, pelo que se solicita à ARSESP que cite a fonte.

A ARSESP propõe um $e = 0,95$ (na página 90 do anexo I) e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar o valor de 0,95.

2. “A ARSESP recomenda aplicar o índice de Törnqvist para estimar o TFP. Se propõe o índice ideal de Fisher. Diewert demonstrou que dos números índices mais amplamente utilizados, o índice ideal de Fisher é o mais apropriado para calcular o TFP, em razão de que é o único que cumpre com uma série de axiomas que devem cumprir estes índices: teste de quantidades constantes, teste de cesta constante, teste de incremento



proporcional em produtos e “*time reversal teste*” 4. De todas as formas são dois índices amplamente utilizados em estudos deste tipo.”

3. Considera-se que deveriam explicitar se os dados a utilizar no cálculo do índice do TFP. Se deveria explicitar que período de história se vai a utilizar.

Entende-se que o cálculo do fator X é por empresa, o que se considera correto.

4. Os produtos que considera a ARSESP (na página 90 do anexo I) são a quantidade de Usuários, a energia consumida (TJ) e os quilômetros de rede. Efetivamente as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de Usuários traz problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre ditas variáveis. Por essa razão se propõem duas versões do índice de produtos, considerando como produtos, alternativamente, o número de Usuários e os km de rede e o número de Usuários e o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos estatísticos sejam mais significativos.
5. “A ARSESP estabelece arbitrariamente (na página 97 do anexo I) como ponderadores dos produtos no índice de produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0,5, Energia distribuída: 0,25 e Extensão de rede: 0,25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproduto de Leontief.”

“...As estimações das equações (1) podem-se realizar com observações correspondentes as distribuidoras de gás latino americanas. As duas equações, correspondentes ao OPEX e ao Custo de Capital (CK) estimam-se por separado, empregando o método de máxima verossimilhança com informação completa, já que se trata de um modelo não linear nos parâmetros.”

6. “Na página 96, no ponto 4 que está a Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT, diz: “A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist para estimar a PTF, complementado com dados de benchmarking internacional”. Mais não define para quê se utilizarão os dados de benchmarking internacional complementando o cálculo do Fator X.” O Benchmarking e o TFP são dois métodos alternativos que tentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência da companhia. Por tanto não é possível aplicar os dois métodos conjuntamente.”

Comentários

1. A fórmula em questão teve como base o trabalho preparado pela CEPA para a OFGEM (2003). Em relação ao valor da elasticidade de escala, ver resposta à Delta.
2. As propriedades do índice de Fisher são reconhecidas e, nesse sentido, é correta a observação de que o índice cumpre o *factor reversal test*, enquanto o índice de Tornqvist não. A discussão tem origem nas duas abordagens possíveis para o tratamento dos índices: a) a abordagem direta; e b) a abordagem indireta. A partir do *factor reversal test* se conclui que o resultado pelas abordagens direta e indireta é o mesmo. O índice de Tornqvist, dada a sua fórmula geométrica não cumpre essa condição. Porém, em um contexto de análise de produtividade, a abordagem direta é a mais aceita e, nesse marco o índice de Tornqvist é superior sob certas condições. Por exemplo, o índice de Tornqvist apresenta menores restrições em relação à tecnologia que norteia a estrutura de produção, enquanto os índices de Laspeyres e Paasche supõem rendimentos constantes a escala e produtos marginais constantes. O índice de Tornqvist é bem flexível para trabalhar com vários produtos e vários insumos. Aliás, em comparações de crescimento de produtividade ano a ano, as diferenças entre



ambos os índices é marginal. O índice de Fisher tem sido utilizado no trabalho de Lawrence and Diewert (2006); porém o índice de Tornqvist é, sem dúvida, o preferido na maioria dos estudos empíricos. Para uma análise aprofundada, veja o capítulo 4 de Coelli *et al.* (2005).

3. Em relação ao período histórico a utilizar, considerar-se-á toda a informação disponível relevante. Para a Gas Brasileiro e Gás Natural o Fator X não será aplicado neste terceiro ciclo.
4. A observação realizada pela Gas Brasileiro parte de premissa que os ponderadores dos produtos são estimados através de regressões. Se esse for o caso, a presença de multicolinearidade entre as variáveis é altamente provável. A multicolinearidade é a consequência das correlações entre as variáveis consideradas; a eliminação de uma variável não é a solução, o que indica que a abordagem econométrica para estimar os ponderadores não é apropriada. Embora os três produtos estejam correlacionados, apresentam diferentes implicações para as concessionárias. Para juntar essas três influências nos custos é que se propõe o uso de uma variável de escala.
5. A ARSESP considera válidos argumentos recebidos no sentido que os valores propostos para os ponderadores dos produtos possam ter outras opções. A metodologia proposta pela Gas Brasileiro para a estimativa dos pesos dos ponderadores é interessante, só que para a sua aplicação, ao se empregar o método de máxima verossimilhança com informação completa, é necessária uma amostra representativa; a Gas Brasileiro propõe usar informação de distribuidoras da América Latina, o que acarreta o problema de consistência da informação, entre outros.

Portanto, a ARSESP mantém os valores propostos da Nota Técnica, mas conferirá a sua razoabilidade com a informação a ser apresentada no plano de negócios.

6. É correta a observação que as diferentes técnicas de *benchmarking* e os índices de TFP tentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência de uma empresa ou indústria. A eventual aplicação de mais de um método não é necessariamente incompatível. É preciso levar em conta que os índices de TFP, Fisher e Tornqvist, partem da premissa que as empresas já convergiram à fronteira de eficiência, ou ao menos tiveram a oportunidade de fazê-lo, aspecto que é coerente com um sistema de regulação por incentivos tipo preço teto; isto é, os índices procuram medir o movimento da fronteira de eficiência da indústria. Como é mencionado em Coelli *et al.* (2005) e Ofgem (2003), quando essa premissa não é válida se aconselha complementar, eventualmente, os índices de TFP com técnicas de *benchmarking top-down* ou *bottom-up*.

Mantém-se, portanto, o estabelecido na Nota Técnica.

5. ABIVIDRO

1. “Noutro ponto de especial importância, mister prestar o reconhecimento pelo esforço notado nos trabalhos de preparação para a metodologia de cálculo do Fator X, em especial pela tentativa de convergência metodológica em direção a padrões internacionalmente disseminados como é o caso do uso do Índice de Tornqvist para estimar os ganhos de eficiência.

É de se lembrar que o papel do Fator X na regulação é o de tentar introduzir uma fórmula de ajuste automático de tarifas ou receitas que se coadunem a um padrão mais competitivo, considerando a evolução dos ganhos de produtividade e a variação dos custos dos insumos na indústria considerada. É um mecanismo de incentivos que premia ganhos de eficiência e pune empresas concessionárias descompromissadas com providências de redução de custos ou com a introdução de inovações tecnológicas e administrativas. Erros de subestimativa do Fator X implicam estímulos a ganhos de eficiência insuficientes e vantagens indevidas às concessionárias, já as



superestimativas podem desbalancear econômica e financeiramente o contrato de concessão pelo estabelecimento de metas de ganhos de eficiência inatingíveis.

Dada a novidade do método proposto e pelos efeitos que equívocos de estimação associados, entende a ABIVIDRO que os cálculos finais, obtidos conforme a metodologia proposta devam ser passíveis de ajustes de razoabilidade, considerados os valores encontrados e os referenciais intencionais disponíveis para sua aferição. O que não se pode aceitar, entretanto, é a limitação prévia e discricionária do Fator X a 2%, dado que, pela experiência intencional, este é o padrão quase que mínimo para indústrias neste setor, havendo notícias de agências reguladoras que impõe índices de ganho de eficiência projetados superiores a 5% em outros países.”

Comentários:

Observados os valores no passado e com o nível de conhecimento que a ARSESP dispõe atualmente, na verdade não existe expectativa de que o Fator X venha a ultrapassar o valor de 2%. Nesse sentido o limite estabelecido tem a finalidade de balizar as expectativas dos agentes.

6. ABRACE

As observações e contribuições apresentadas pela ABRACE podem ser resumidas nos seguintes pontos:

1. “O ponto mais relevante refere-se ao limite máximo de 2% que a ARSESP impõe ao Fator X a ser aplicado à COMGÁS. A função do Fator X é corrigir um desvio do ganho de produtividade do setor de distribuição de gás em relação ao resto da economia, não existindo razão conceitual para tal limitação. Como é esperado de uma indústria operando em redes, os vultuosos investimentos iniciais podem comportar o crescimento de demanda com custos adicionais relativamente pequenos. Logo, um Fator X acima de 2% indica apenas que existe grande capacidade de aproveitamento e, ao reduzir a tarifa de gás, sinaliza adequadamente a capacidade de adensamento da rede. Ao estabelecer artificialmente um limite ao Fator X, a ARSESP impõe uma restrição ao ganho de escala de rede sem nenhuma contrapartida evidente.

Por outro lado, deve-se entender que, como se trata de um modelo teórico-empírico, a estimativa do Fator X pode eventualmente ser viesada devido a erros nas premissas e amostragem. Porém, limitar o compartilhamento da produtividade a um valor máximo não ameniza o problema. Em outras palavras, a proposta da ARSESP não contempla o caso na qual o Fator X é estabelecido abaixo do potencial de adensamento da rede. Os parâmetros e dados do método do Fator X poder ser revisado, e não limitados, quando este se encontrar fora de uma faixa razoável, tanto como um máximo quanto com um mínimo.

2. A segunda contribuição da ABRACE refere-se à estimação da elasticidade de escala que é aquela que visa mensurar os conhecidos ganhos de escala das funções de produção das indústrias de rede. Os ganhos de escala são mais bem conhecidos de forma qualitativa do que quantitativa, pois é de difícil mensuração conforme aponta Forsund e Hjalmarsson (2002). O cálculo da elasticidade de escala deve ser resultado da função de produção estimada para o serviço de distribuição de gás. Como a função de produção considera pela ARSESP também não está clara na nota técnica, tudo indica que este parâmetro de cálculo poderá ser estabelecido de forma arbitrária. A própria nota técnica, no anexo VIII, página 97, indica essa preocupação da ABRACE: ‘geralmente assume-se que ϵ é 0,95”

Comentários

1. Em relação ao teto de 2% para a estimativa do TFP, aplica-se o mesmo comentário realizado para a Abividro. Aliás, é importante lembrar que os ganhos de escala estão



incorporados na estimativa do P0, ver comentário resposta à contribuição da COMGÁS.

2. Em relação à estimativa da elasticidade de escala, aplica-se o mesmo comentário realizado para a Gas Brasileiro e a Gás Natural SPS.

7. SIESP

A ARSESP agradece as contribuições da SIESP, não havendo questão direta a ser respondida.