



**COMPROMISSOS EXISTENTES AO LONGO DA CADEIA  
DO GÁS NATURAL:  
CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA A EXPLORAÇÃO DE  
SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural**

(Versão Preliminar)

**MARÇO 2004**

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>4</b>
<b>I - ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....</b>	<b>5</b>
I.1 – Legislação Federal atinente à Concessão de Serviços Públicos e Regulação da Atividade de Distribuição de Gás Natural.....	9
<b>II – DOCUMENTOS LEGAIS VINCULADOS AO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>11</b>
II.1 – Leis Estaduais de Constituição das Companhias Distribuidoras Locais .....	11
II.2 – Contratos de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado.....	14
<b>III – ASPECTOS GERAIS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO.....</b>	<b>14</b>
III.1 – Prazos de Concessão .....	15
III.2 – Competitividade na Comercialização do Gás Natural e a Questão do Consumidor Livre .....	17
III.3 – Separação Contábil, Jurídica e Societária das Atividades de Distribuição e Comercialização .....	21
III.4 – Barreiras à Integração Vertical .....	21
III.5 – Investimentos .....	22
III.6 – Taxas de Retorno .....	25
III.7 – Metas de Qualidade dos Serviços Prestados.....	27
III.8 – Aquisição de Gás .....	28
III.9 – Metodologia de Cálculo Tarifário .....	29
III.9.1 – Revisão Tarifária .....	31
III.11 – Penalidades .....	33

<b>IV – PENDÊNCIAS RELACIONADAS À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS</b>	
<b>NATURAL .....</b>	<b>35</b>
IV.1- Distinção entre as Atividades de Transporte e Distribuição .....	36
IV.2- Critérios para a Prioridade de Despacho do Gás .....	36
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>38</b>



Nota Técnica 007/2004-SCG

Rio de Janeiro, 22 de Março de 2004

## **COMPROMISSOS EXISTENTES AO LONGO DA CADEIA DO GÁS NATURAL: CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA A EXPLORAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **INTRODUÇÃO**

A presente Nota Técnica objetiva analisar os Contratos de Concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, celebrados entre os Estados brasileiros e as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), pretendendo-se apontar suas principais Cláusulas e identificar aquelas que podem configurar-se como entraves ao desenvolvimento de um mercado gasífero competitivo, no País. Visa-se, ainda, à avaliação de algumas pendências atinentes a este segmento da cadeia de valor do gás.

A partir deste diagnóstico, propõem-se algumas medidas no sentido de minimizar os efeitos negativos tanto das Cláusulas contratuais como das questões, acima referenciadas, sobre o supramencionado mercado.

Para tanto, a Nota em tela é dividida em quatro seções, além desta Introdução e das Considerações Finais. Na seção I, apresenta-se um breve panorama da atividade de distribuição de gás natural no Brasil, enfocando-se, também, os aspectos regulatórios concernentes a este segmento, bem como a Legislação nacional relativa ao regime de concessão de serviços públicos.

Em seguida, na seção II, expõem-se os principais instrumentos legais vinculados à distribuição de gás no País, quais sejam, as Leis estaduais de constituição das CDLs e os Contratos de Concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

Na seção III, por sua vez, são apreciadas as principais Cláusulas de ditos Contratos de Concessão, as quais podem obstar o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural, apontando-se, em última instância, para a necessidade de aperfeiçoamento destes instrumentos delegatários.

Ulteriormente, na seção IV, abordam-se algumas das principais pendências e problemas a serem equacionados no segmento de distribuição do referido energético.

Por fim, tecem-se considerações sobre a temática em voga.

## I - ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Até o ano de 1988, apenas Rio de Janeiro e São Paulo possuíam Companhias Distribuidoras Locais de gás canalizado. Nos demais Estados brasileiros, a PETROBRAS fornecia gás, em geral manufaturado, diretamente aos consumidores industriais.

Todavia, a promulgação da Constituição Federal, em 05 de outubro do supracitado ano, contribuiu para a modificação deste cenário. Consoante a redação do § 2º do artigo 25 deste diploma legal – alterado pela Emenda Constitucional nº 05, de 15 de agosto de 1995 –, “*cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação*”.<sup>1</sup>

Assim sendo, a partir do início da década de 90, diversas unidades federativas do País instituíram, por meio de Leis estaduais, suas próprias distribuidoras de gás canalizado (Tabela 1), que, por determinação do referido artigo constitucional, seriam habilitadas a operar pelos Estados de sua localização, mediante outorga de concessão.<sup>2</sup>

**TABELA 1 – DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL**

DISTRIBUIDORA	ÁREA DE CONCESSÃO
<b>Região Norte</b>	
<b>CIGÁS</b> – Companhia de Gás do Amazonas (*)	Estado do Amazonas
<b>RONGÁS</b> – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	Estado de Rondônia
<b>Região Nordeste</b>	
<b>ALGÁS</b> – Gás de Alagoas S.A.	Estado de Alagoas
<b>BAHIAGÁS</b> – Companhia de Gás da Bahia	Estado da Bahia
<b>CEGÁS</b> – Companhia de Gás do Ceará	Estado do Ceará
<b>COPERGÁS</b> – Companhia Pernambucana de Gás	Estado de Pernambuco
<b>GASMAR</b> – Companhia Maranhense de Gás (*)	Estado do Maranhão
<b>GASPISA</b> – Companhia de Gás do Piauí (*)	Estado do Piauí
<b>PBGÁS</b> – Companhia Paraibana de Gás	Estado da Paraíba
<b>POTIGÁS</b> – Companhia Potiguar de Gás	Estado do Rio Grande do Norte
<b>SERGÁS</b> – Sergipe Gás S.A.	Estado do Sergipe
<b>Região Centro-Oeste</b>	
<b>CEBGÁS</b> – Companhia Brasiliense de Gás (*)	Distrito Federal
<b>GOIASGÁS</b> – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	Estado de Goiás

<sup>1</sup> A redação original do § 2º do artigo 25 da Constituição Federal dispunha que “*cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado*”.

<sup>2</sup> Os Contratos de Concessão celebrados entre as unidades federativas brasileiras (Poder Concedente) e as Companhias Distribuidoras Locais de gás canalizado são objeto de análise das seções II.2 e III.

<b>MSGÁS</b> – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	Estado do Mato Grosso do Sul
<b>Região Sudeste</b>	
<b>BR Distribuidora S.A. – ES</b>	Estado do Espírito Santo
<b>CEG</b> – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro
<b>CEG RIO S.A.</b>	Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, Baixadas Litorânea, Serrana, Médio Paraíba, Centro-Sul e Baía da Ilha Grande, todas no Estado do Rio de Janeiro
<b>COMGÁS</b> – Companhia de Gás de São Paulo	Região Metropolitana do Estado de São Paulo e Regiões Administrativas de Campinas, Santos e São José dos Campos
<b>GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.</b>	Noroeste do Estado de São Paulo
<b>GASMIG</b> – Companhia de Gás de Minas Gerais	Estado de Minas Gerais
<b>GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.</b>	Sul do Estado de São Paulo, abrangendo 93 municípios
<b>Região Sul</b>	
<b>COMPAGÁS</b> – Companhia Paranaense de Gás	Estado do Paraná
<b>SCGÁS</b> – Companhia de Gás de Santa Catarina	Estado de Santa Catarina
<b>SULGÁS</b> – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	Estado do Rio Grande do Sul

(\*) Distribuidoras que ainda não iniciaram suas operações.  
Fonte: ABEGÁS

Conforme demonstrado na Tabela 2, a composição acionária da maioria das CDLs baseia-se em um modelo padrão tripartite, no qual o governo estadual controla a distribuidora com 51% de seu capital, a PETROBRAS Gás S.A. (GASPETRO – subsidiária integral da PETROBRAS) dispõe de 24,5% de participação e a iniciativa privada detém os 24,5% restantes.

Excetuam-se a esta regra, os Estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro e São Paulo, posto que os capitais acionários de suas respectivas distribuidoras não obedecem a tal lógica.

No Espírito Santo, a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado foi outorgada à PETROBRAS Distribuidora S.A. (BR Distribuidora), empresa subsidiária integral da PETROBRAS, pelo período de 50 anos, contados a partir de 16 de dezembro de 1993.

Em Minas Gerais, o controle majoritário da distribuidora local, GASMIG, pertence à Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). A PETROBRAS, porém, não possui participação nesta CDL.

No Paraná, a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) é proprietária de 51% do capital votante da concessionária local (COMPAGÁS). Todavia, em contraposição à GASMIG, a empresa paranaense possui a PETROBRAS como acionista.

Finalmente, no que diz respeito aos Estados de Rio de Janeiro e São Paulo, convém sublinhar que suas CDLs são empresas privadas, cujos controles acionários pertencem a grupos empresariais internacionais.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> As companhias CEG e CEG-Rio S.A. (RJ) foram privatizadas em julho de 1997, sendo, atualmente, controladas pela Gas Natural SDG, S.A.. A privatização da COMGÁS (SP) ocorreu em abril de 1999, passando seu controle acionário às empresas BG International e Shell. Quanto às distribuidoras Gas Brasileiro (SP) e Gas Natural São Paulo Sul (SP), cumpre frisar que as mesmas foram constituídas como empresas privadas, sendo controladas, respectivamente, pelos grupos ENI International B.V./Italgas e Gas Natural SDG, S.A.

TABELA 2 - CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS - CAPITAL ACIONÁRIO VOTANTE E ÁREA DE ATUAÇÃO

	BNDES- par	Brasilia- gás	BR. Dist.	CEB	Cemig	Copel	CPFL	CS Particip.	ENI	Enron	Estado	Gasgoi- ano	Gas Natural SDG	Gaspart (Enron)	Gas- petro	Integral Investments BV	Italgas	Pluspe- trol	Shell	Termo- gás	Textí- lia	Outros	
Algás - AL											51,0			24,5	24,5								
Bahiagás - BA											51,0			24,5	24,5								
Cebgás - DF*		28,0		51,0											21,0								
CEG - RJ	34,6									25,4			28,8					2,3					9,0
CEG-RIO - RJ										37,7			42,7		16,3			3,4					
Cegás - CE											51,0				24,5							24,5	
Cigás- AM*								49,0			51,0												
Comgás - SP							3,9									76,1			19,9				0,1
Compagás - PR						51,0				24,5					24,5								
Copergás - PE														24,5	24,5								
E. Santo - ES			100,0																				
Gas Brasiliano - SP									51,0								49,0						
Gasmar - MA*								28,0			51,0				21,0								
Gasmig - MG					90,6																		9,4
Gas Natural SPS - SP													100,0										
Gaspisa - PI*								24,5			51,0				24,5								
Goiasgás - GO*											51,0	29,5			19,5								
MSGas - MS											51,0				49,0								
PBGás - PB											51,0			24,5	24,5								
Potigás - RN											51,0				49,0								
Rongás - RO*											51,0				24,5					24,5			
Sergás - SE											51,0			24,5	24,5								
SCGás - SC											51,0			23,0	23,0								3,0
Sulgás - RS											51,0				49,0								

\*Empresas que ainda não entraram em operação.

Fonte: ANP.

Obs1: O Grupo Brasiliagás S.A. é formado pelas empresas CS Participações Ltda. e Shell Brasil S.A.

Obs2: O Grupo Gasgoiano S.A. é formado pelas empresas CS Participações Ltda. e Shell Brasil S.A.



Obs3: O Grupo Integral Investments B.V. é formado por BG (95,58%) e Shell (4,42%).

## I.1 – Legislação Federal atinente à Concessão de Serviços Públicos e Regulação da Atividade de Distribuição de Gás Natural<sup>4</sup>

O artigo 175 da Constituição Federal de 1988 estabelece que:

*“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.*

*Parágrafo Único. A Lei disporá sobre:*

*I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;*

*II – os direitos dos usuários;*

*III – política tarifária;*

*IV – a obrigação de manter serviço adequado.”*

A fim de atender a estas determinações constitucionais, publicou-se, em 13 de fevereiro de 1995, a Lei nº 8.987/95 (Lei das Concessões), a qual dispõe sobre os regimes de concessão e permissão de serviços públicos. O artigo 6º deste instrumento legal estipula que:

*“Art. 6º. Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.*

*§ 1º. Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.*

*§ 2º. A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”*

Adicionalmente, por meio desta norma, definem-se regras relativas à política tarifária, licitação, Cláusulas essenciais dos contratos e encargos, tanto do Poder Concedente como das concessionárias.

Além da Lei nº 8.987/95, foi instituída, em julho de 1995, a Lei nº 9.074, a qual, calcada no artigo 175 da Constituição Federal, consigna normas para a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, conforme pode ser verificado a partir de seu artigo 3º:

*“Art. 3º. Na aplicação dos arts. 42, 43 e 44 da Lei nº 8.987, de 1995, serão observadas pelo poder concedente as seguintes determinações:*

*I – garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos;*

*II – prioridade para conclusão de obras paralisadas ou em atraso;*

---

<sup>4</sup> Esta subseção baseou-se em Lima, P.V.F. & Ramos, M.O.S. (2002).

*III – aumento da eficiência das empresas concessionárias, visando à elevação da competitividade global da economia nacional;*

*IV – atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais;*

*V – uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais.”*

De acordo com o artigo 175 da Constituição, a prestação dos serviços públicos pode ser efetuada diretamente, pelo Estado, ou de forma indireta. Neste segundo caso, delega-se o desempenho de suas funções a terceiros, em regime de concessão ou permissão.

A delegação dos serviços públicos, mediante concessões e permissões, deve ser regida por um regime normativo específico que estatua sobre o caráter especial dos contratos, assim como sobre as condições de caducidade, fiscalização e rescisão contratual, direitos e deveres dos usuários, política tarifária, obrigações da concessionária/permissionária quanto à qualidade dos serviços prestados, o pleno atendimento ao mercado por meio da universalização dos serviços prestados, a elevação da eficiência e competitividade, bem como a utilização racional das riquezas nacionais, consoante determinações das Leis n<sup>os</sup> 8.987/95 e 9.074/95.

Logo, não obstante tal transferência de titularidade exima os Estados do dever de, diretamente, investirem, manterem e operarem os serviços públicos, recai sobre os mesmos a responsabilidade de fiscalizar o exercício destas atividades pelas empresas concessionárias/permissionárias.

No que tange, especificamente, à regulação do segmento de distribuição de gás natural, salienta-se que, no sentido de cumprirem tal atribuição, os Estados valem-se das agências reguladoras estaduais (Tabela 3) – instituições submetidas a um regime autárquico especial, providas de marco regulatório próprio e de autonomia administrativa – ou das secretarias estaduais correspondentes.

Estes órgãos responsabilizam-se pelo monitoramento das tarifas de distribuição, da qualidade dos serviços prestados e dos investimentos a serem realizados pelas concessionárias.

A regulação da atividade de distribuição, em âmbito estadual, deve, portanto, respeitar, dentre outros, os seguintes princípios: (i) promoção da concorrência nos segmentos da indústria nos quais a mesma seja viável; (ii) correção das imperfeições do mercado; (iii) determinação de regras para o livre acesso às redes de distribuição de gás; (iv) garantia de modicidade tarifária; (v) estímulo à eficiência; (vi) garantia da qualidade do serviço; e (vii) manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

**TABELA 3 – AGÊNCIAS REGULADORAS ESTADUAIS**

<b>Alagoas</b>	<b>ARSAL</b> – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
<b>Amazonas</b>	<b>ARSAM</b> – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Amazonas
<b>Bahia</b>	<b>AGERBA</b> – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
<b>Ceará</b>	<b>ARCE</b> – Agência de Regulação do Ceará
<b>Espírito Santo</b>	<b>ADERES</b> – Agência de Desenvolvimento em Rede do Espírito Santo
<b>Goiás</b>	<b>AGR</b> – Agência Goiânia de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
<b>Mato Grosso</b>	<b>AGER/MT</b> – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso
<b>Mato Grosso do Sul</b>	<b>AGEPAN</b> – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul
<b>Pará</b>	<b>ARCON</b> – Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará
<b>Paraíba</b>	<b>AGEEL</b> – Agência Estadual de Energia da Paraíba
<b>Pernambuco</b>	<b>ARPE</b> – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Pernambuco
<b>Rio de Janeiro</b>	<b>ASEP</b> – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro
<b>Rio Grande do Norte</b>	<b>ARSEP</b> – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
<b>Rio Grande do Sul</b>	<b>AGERGS</b> – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS
<b>São Paulo</b>	<b>CSPE</b> – Comissão de Serviços Públicos de Energia
<b>Sergipe</b>	<b>ASES</b> – Agência Reguladora dos Serviços Concedidos do Estado de Sergipe

Fonte: ABAR (Associação Brasileira das Agências de Regulação)

## **II – DOCUMENTOS LEGAIS VINCULADOS AO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

### **II.1 – Leis Estaduais de Constituição das Companhias Distribuidoras Locais**

As Leis Estaduais, que autorizam a constituição das Companhias Distribuidoras Locais de gás canalizado, apresentam, em sua grande maioria, estruturas similares, constando destes instrumentos legais disposições comuns, dentre as quais destacam-se:<sup>5</sup>

- (i) a definição da CDL como uma sociedade de economia mista, dotada de personalidade jurídica de direito privado, patrimônio próprio e autonomia

<sup>5</sup> Esclarece-se que apenas as CDLs, cujos respectivos controles acionários pertencem, majoritariamente, aos Estados nas quais estão situadas, têm sua constituição autorizada por Leis estaduais.

administrativa e financeira, vinculada ao governo do Estado de sua localidade;

- (ii) a determinação do objeto social da distribuidora como sendo a exploração dos serviços locais de gás canalizado com exclusividade, entendendo-se como “serviços locais” a distribuição e a comercialização de gás natural, bem como as atividades correlatas e afins;
- (iii) o estabelecimento do compromisso da distribuidora de implantar e operar, em sua área de concessão, redes de distribuição e realizar todos os serviços de compressão, liquefação, transporte por qualquer meio e pressão, descompressão, vaporização e distribuição a granel e no varejo que se façam necessários para a disponibilização do gás aos seus usuários;
- (iv) a fixação do capital social inicial da distribuidora;
- (v) a garantia ao Estado de participação mínima de 51% no capital votante da concessionária, percentual este a ser mantido em eventuais aumentos de capital, facultada sua integralização em dinheiro, crédito ou bens; e
- (vi) após a constituição da CDL, concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás, mediante instrumento contratual próprio, por tempo determinado.

No que concerne ao item (ii), urge ressaltar que a distribuição e a comercialização de gás canalizado são duas atividades distintas. A indústria gasífera – assim como a maior parte das demais indústrias de rede – é composta por segmentos diversos, porém dependentes uns dos outros. As atividades da cadeia de valor do energético são: a) exploração e produção (E&P); b) transporte; c) comercialização; e d) distribuição.

Isto posto, faz-se essencial a diferenciação entre as atividades de distribuição e comercialização na etapa mais a jusante da cadeia. Enquanto a primeira compreende a construção, manutenção e operação das redes físicas de gasodutos, a segunda traduz-se na compra de gás pela distribuidora (de um carregador ou produtor) e sua venda aos consumidores finais.

Os elevados custos associados à construção das redes físicas de distribuição de gás natural tornam o monopólio a solução econômica mais viável para o desempenho desta atividade. Por conseguinte, a distribuição de gás é considerada um monopólio natural, ao passo que sua comercialização é uma atividade potencialmente competitiva.<sup>6</sup>

Segundo as disposições constantes da Lei nº 9.478/97, são objetivos da política energética nacional, dentre outros, “*promover a livre concorrência*” e “*incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural*”.

---

<sup>6</sup> O monopólio natural liga-se ao tamanho do mercado em relação à escala mínima de eficiência da firma, ocorrendo quando há sub-aditividade na função de custos. Nestas circunstâncias, o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando conveniente a existência de um só agente monopolista.

No tocante à indústria do gás, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) vem proporcionando licitações de blocos de exploração, no sentido de permitir a entrada de novos agentes nas atividades de E&P do energético; e, no segmento de transporte, trabalhando na elaboração de regulamentações que permitam o livre acesso não discriminatório às redes.

Ditas medidas são complementares pois pouco eficaz seria a introdução de pressões competitivas a montante da cadeia, caso os novos agentes não tivessem acesso às instalações de transporte e, assim, encontrassem-se impossibilitados de penetrar os mercados.

Conclui-se, portanto, que a seqüência lógica deste modelo seria a inserção da concorrência também na comercialização a jusante da cadeia de valor do gás, de modo que os benefícios derivados da abertura do mercado a montante pudessem ser repassados aos consumidores finais.

Neste modelo definido na Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo), as etapas naturalmente monopólicas de transporte e distribuição seriam reguladas, enquanto as demais abrir-se-iam à competição. Os carregadores poderiam decidir-se por diferentes produtores e os comercializadores elegeriam seus fornecedores no atacado, ao passo que, no varejo, grandes consumidores dispõem de opções de escolha.<sup>7</sup>

Em suma, engendrar-se-ia uma modelagem na qual seria concedido, à companhia distribuidora, o monopólio das atividades de construção e operação das redes, tendo a mesma, todavia, de competir com outros agentes na comercialização do produto.

Diante do exposto e, a fim de atingir-se o modelo legalmente previsto, o mencionado item (ii), constante da maior parte das Leis estaduais de constituição das CDLs, deveria restringir a exclusividade destas ao serviço de distribuição e **não** à atividade de comercialização, ainda que a mesma possa ser levada a efeito, também, por tais empresas.

No que se refere ao item (iii), deve-se salientar que, por determinação constitucional, a distribuição de gás canalizado cabe, efetivamente, às unidades federativas brasileiras. Entretanto, para o desempenho de atividades correlatas, tais quais compressão (para Gás Natural Comprimido – GNC), distribuição a granel e descompressão, liquefação e vaporização, transporte por qualquer meio, transvasamento, dentre outras necessárias à disponibilização do gás aos usuários em geral, nota-se a exigência de regulamentação federal, a qual vem sendo estabelecida através das Portarias ANP n<sup>os</sup> 170/98, 118/00, 243/00 e 032/01.

---

<sup>7</sup> Esclarece-se que, no modelo de organização industrial em questão, os carregadores de gás natural podem ser produtores, distribuidoras ou comercializadores independentes.

## II.2 – Contratos de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado

A concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado é, conforme citado alhures, ratificada por meio de Contratos de Concessão celebrados entre os governos estaduais (Poder Concedente) e as Companhias Distribuidoras Locais.

Tais documentos conferem, às referidas empresas, a exclusividade na distribuição de gás para qualquer utilização, em qualquer quantidade, nas áreas de concessão, por longos prazos, em geral, prorrogáveis uma vez mais por igual período.

Além do estabelecimento de tais prazos, estes documentos dispõem, ainda, sobre, (i) condições de prestação dos serviços de distribuição; (ii) metas de expansão das redes e de qualidade dos serviços prestados; (iii) investimentos a serem realizados pelas concessionárias; (iv) prerrogativas e deveres das CDLs; (v) direitos e obrigações dos usuários; (vi) metodologia de cálculo e reajuste das tarifas de distribuição; (vii) fiscalização dos serviços pelo Poder Concedente; (viii) penalidades aplicáveis às concessionárias em caso de descumprimento de seus deveres; (ix) casos de intervenção na concessão e encampação dos serviços; e (x) extinção da concessão e reversão dos bens vinculados, dentre outros fatores.

Os principais aspectos abarcados por estes Contratos são analisados, a seguir, na Seção III.

## III – ASPECTOS GERAIS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Muito embora os Contratos de Concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado do País apresentem estruturas análogas e disponham sobre as mesmas questões, nota-se, a partir de sua apreciação, que estes, em sua grande maioria, não contemplam aspectos fundamentais para o desenvolvimento de um mercado que coadune a concorrência na comercialização do gás natural ao comprometimento dos agentes com a implantação da infra-estrutura de escoamento do energético.

Neste contexto, faz-se de suma importância o exame das Cláusulas que podem impactar negativamente sobre o setor brasileiro de gás, devendo-se observar, nessa avaliação, a adequação dos Contratos de Concessão ratificados tanto nos Estados de Rio de Janeiro e São Paulo – considerados instrumentos delegatários mais modernos –, como nas demais unidades federativas do País, onde as distribuidoras são controladas, majoritariamente, pelos respectivos governos estaduais.

Ante o exposto e no sentido de simplificar a análise em questão, tais instrumentos contratuais foram divididos em três grupos, a saber:

- **Grupo I:** Constituído por Contratos assinados, em sua maioria, na década de 90. Seguem o “modelo controle estatal”<sup>8</sup>, posto que grande parte das distribuidoras signatárias possuem como controlador majoritário os Estados

---

<sup>8</sup> Intitulação utilizada pela CSPE.

nos quais estão situadas. As empresas componentes deste Grupo são ALGÁS (AL); BAHAGÁS (BA); BR Distribuidora S.A. (ES)<sup>9</sup>; CEBGÁS (DF); CEGÁS (CE); CIGÁS (AM); COMPAGÁS (PR); COPERGÁS (PE); GASMAR (MA); GASPIISA (PI); GOIASGÁS (GO); MSGÁS (MS); PBGÁS (PB); POTIGÁS (RN); RONGÁS (RO); SCGÁS (SC); SERGÁS (SE); e SULGÁS (RS).

- **Grupo II:** Composto por Contratos ratificados no Estado do Rio de Janeiro, os quais seguem o modelo de concessão desenvolvido pela ASEP. São considerados mais avançados do que os Contratos do Grupo I, porém menos modernos do que aqueles constantes do Grupo III. As empresas participantes deste conjunto são CEG e CEG-Rio.
- **Grupo III:** Formado por Contratos ratificados no Estado de São Paulo, os quais se baseiam no modelo de concessão estruturado pela CSPE. São tidos como os instrumentos delatários que mais concatenam-se ao objetivo de desenvolvimento do mercado nacional de gás. As distribuidoras integrantes deste Grupo são COMGÁS, Gas Brasileiro e Gas Natural São Paulo Sul.

Cumprido enfatizar, ainda, que, face ao expressivo número de Cláusulas constantes dos sobreditos Contratos, foram selecionadas, para esta avaliação, aquelas que, acredita-se, representam verdadeiros entraves ao incremento da participação do gás natural na Matriz Energética Brasileira.

### III.1 – Prazos de Concessão

Como manifestado previamente, todos os Contratos de Concessão, assinados entre as distribuidoras locais e os Estados brasileiros, outorgam às primeiras a exclusividade para a distribuição de gás canalizado e demais atividades correlatas e afins, em qualquer quantidade, em suas respectivas áreas de concessão, por prazos determinados.

Tais períodos variam, conforme evidencia a Tabela 4, de trinta a cinquenta anos, podendo, em alguns casos, renovarem-se uma vez mais por, no máximo, igual intervalo de tempo, mediante acordo entre as partes signatárias.

Prazos de concessão extensos, como os apresentados, tornam pertinente que os órgãos reguladores estaduais avaliem, periodicamente, o desempenho das CDLs na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.

Uma vez verificadas deficiências na execução das referidas atividades, estas companhias devem repará-las sob pena de sofrerem sanções ou, em casos de maior gravidade, até mesmo, perderem a concessão.

---

<sup>9</sup> Embora, no Espírito Santo, a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado tenha sido outorgada à BR Distribuidora, o Contrato firmado entre esta empresa e o referido Estado (Poder Concedente) assemelha-se, sobremaneira, àqueles firmados entre as distribuidoras elencadas no Grupo I e as unidades federativas nas quais estão situadas.



TABELA 4 – PRAZOS DE CONCESSÃO

DISTRIBUIDORA	PRAZOS DE CONCESSÃO
<b>Região Norte</b>	
<b>CIGÁS</b> – Companhia de Gás do Amazonas (*)	30 anos, a contar da data de assinatura do Contrato, podendo ser prorrogado, por igual período
<b>RONGÁS</b> – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	25 anos, a contar da data de assinatura do Contrato, podendo ser prorrogado, por igual período
<b>Região Nordeste</b>	
<b>ALGÁS</b> – Gás de Alagoas S.A.	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (17/09/1993)
<b>BAHIAGÁS</b> – Companhia de Gás da Bahia	50 anos, a contar da publicação do Decreto Estadual nº 4.401/91 (12/03/1991) prorrogáveis pela vontade das partes
<b>CEGÁS</b> – Companhia de Gás do Ceará	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (30/12/1993)
<b>COPERGÁS</b> – Companhia Pernambucana de Gás	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (05/11/1992)
<b>GASMAR</b> – Companhia Maranhense de Gás (*)	De 02/07/2002 a 10/06/2031, podendo ser prorrogado por mais 30 anos
<b>GASPISA</b> – Companhia de Gás do Piauí (*)	De 26/03/2002 a 24/05/2031, podendo ser prorrogado por mais 30 anos
<b>PBGÁS</b> – Companhia Paraibana de Gás	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (30/12/1994)
<b>POTIGÁS</b> – Companhia Potiguar de Gás	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (21/12/1994)
<b>SERGÁS</b> – Sergipe Gás S.A.	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (27/12/1993), podendo ser prorrogado a critério do Poder Concedente
<b>Região Centro-Oeste</b>	
<b>CEBGÁS</b> – Companhia Brasileira de Gás (*)	De 08/05/2001 a 09/01/2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos
<b>GOIASGÁS</b> – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	De 12/09/2001 a 14/08/2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos
<b>MSGÁS</b> – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	30 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (29/07/1998), podendo ser prorrogado por até igual período
<b>Região Sudeste</b>	
<b>BR Distribuidora S.A. – ES</b>	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (01/12/1993), podendo ser prorrogado pela vontade das partes
<b>CEG</b> – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	30 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (21/07/1997), podendo ser prorrogado, por igual período, por uma só vez
<b>CEG RIO S.A.</b>	30 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (21/07/1997), podendo ser prorrogado, por igual período, por uma só vez
<b>COMGÁS</b> – Companhia de Gás de São Paulo	30 anos, contados a partir da data de assinatura do Contrato (31/05/1999), podendo ser prorrogado, uma única vez, por 20 anos

<b>GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.</b>	30 anos, contados a partir da data de assinatura do Contrato (10/12/1999), podendo ser prorrogado, uma única vez, por 20 anos
<b>GASMIG</b> – Companhia de Gás de Minas Gerais	30 anos, prorrogáveis, contados a partir da publicação da Lei nº 11.021, de 11/01/1993
<b>GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.</b>	30 anos, contados a partir da data de assinatura do Contrato (31/05/2000), podendo ser prorrogado, uma única vez, por 20 anos
<b>Região Sul</b>	
<b>COMPAGÁS</b> – Companhia Paranaense de Gás	30 anos, a contar de 06/07/1994, podendo ser prorrogado pela vontade das partes
<b>SCGÁS</b> – Companhia de Gás de Santa Catarina	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (28/03/1994)
<b>SULGÁS</b> – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	50 anos, a contar da data de assinatura do Contrato (19/04/1994)

(\*) Distribuidoras que ainda não iniciaram suas operações.

Fonte: Contratos de Concessão para a Exploração dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado

### III.2 – Competitividade na Comercialização do Gás Natural e a Questão do Consumidor Livre

No que tange à atividade de comercialização do gás natural, deve-se atentar para o fato de que, na maior parte das unidades federativas do País, não é prevista, nos Contratos de Concessão, a possibilidade de *by pass* comercial.<sup>10</sup> Há, contudo, algumas exceções a serem examinadas.

No Rio de Janeiro, o § 18º da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão firmados entre o Estado e, respectivamente, CEG e CEG-Rio, dispõe que *“consumidores que queiram adquirir mais de 100.000 m<sup>3</sup> (cem mil metros cúbicos) de gás canalizado por dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor, dependendo tal aquisição nos 10 (dez) primeiros anos da concessão, de prévia e expressa anuência da CONCESSIONÁRIA. Em qualquer caso, durante todo o prazo da concessão, fica assegurado à CONCESSIONÁRIA o recebimento de tarifa equivalente à diferença entre o valor limite da CONCESSIONÁRIA para o tipo de consumidor em questão, e o preço que ela, CONCESSIONÁRIA, paga na aquisição de gás, da mesma supridora”*.

Cumprir notar que, de acordo com esta Cláusula, embora seja estabelecido o *by pass* comercial após dez anos contados da assinatura dos Contratos de Concessão, a remuneração das distribuidoras CEG e CEG-Rio permanecerá abarcando uma

<sup>10</sup> Por meio do *by pass comercial*, torna-se possível que consumidor liberado negocie a compra do gás natural diretamente, sem o intermédio da CDL, pagando a esta última apenas uma margem pela utilização de sua rede de distribuição.

Ao contrário do *by pass comercial*, em nenhum dos Estados brasileiros, prevê-se a possibilidade de *by pass* físico, no qual o consumidor liberado opta por não utilizar os serviços e nem mesmo a rede da distribuidora, conectando-se diretamente ao sistema de transporte.

margem de comercialização até o término da vigência de seus instrumentos delegatários.

Entende-se, contudo, que na hipótese do consumidor liberado optar por adquirir gás diretamente do produtor ou de outros prestadores, que não a concessionária local, deverá pagar a tais companhias **tão-somente** uma margem pela utilização de sua rede de distribuição.

Do contrário, caso tal usuário eleja qualquer outro prestador, que não a própria CDL, arcará com o prejuízo de pagar, duplamente, a referida margem de comercialização.

Quanto a São Paulo, os Contratos de Concessão, celebrados naquele Estado, estabelecem que o *by pass* comercial será vedado nos doze primeiros anos. A partir de então, os consumidores deste Estado – à exceção dos usuários residenciais e comerciais – serão livres para adquirir serviços de comercialização de gás canalizado proveniente de outros prestadores, na forma da regulamentação a ser editada pela CSPE, agência reguladora da unidade federativa em questão.<sup>11</sup>

A Sétima Subcláusula da Cláusula Quinta do referido Contrato dispõe que *“excluídos os usuários descritos na Sexta Subcláusula desta Cláusula, a CONCESSIONÁRIA terá **exclusividade para a comercialização** de gás canalizado, por um período de 12 (doze) anos, contados da data da celebração deste Contrato de Concessão”*. (grifos nossos)

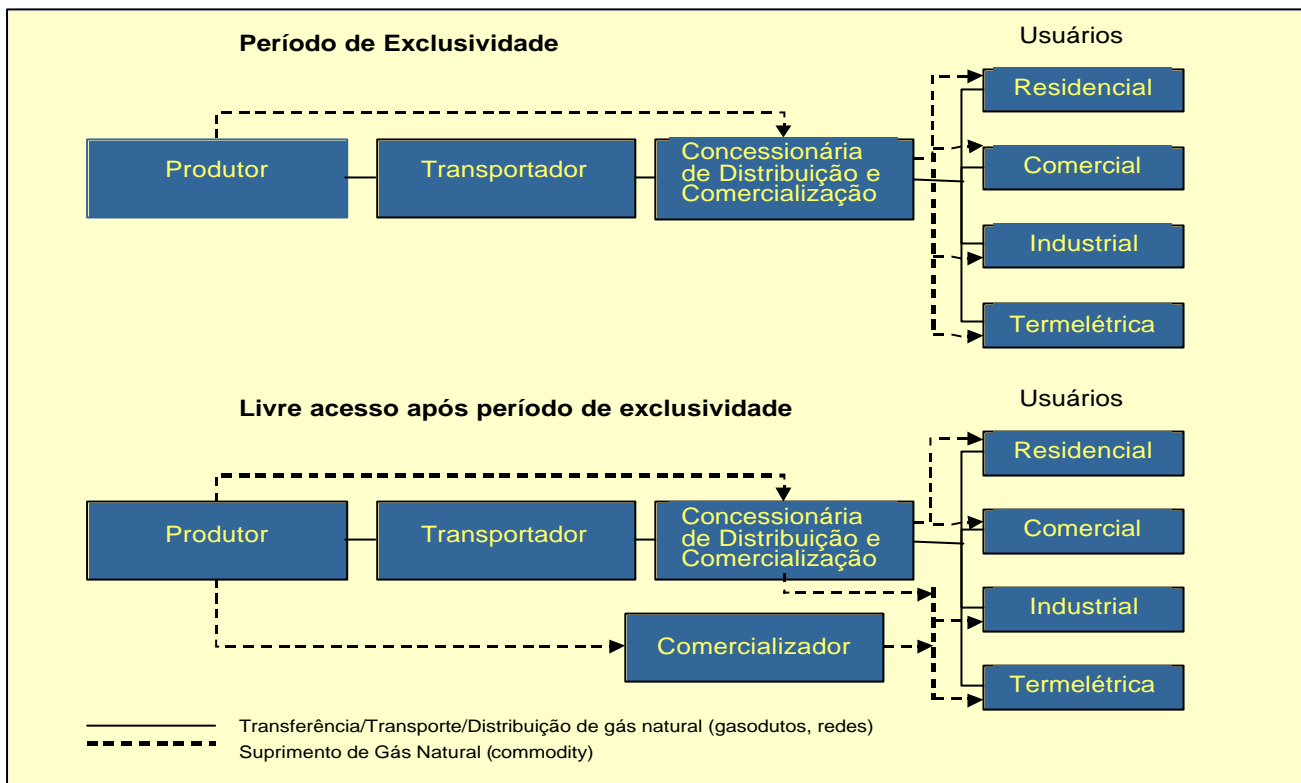
Assim sendo, em síntese, após o período de exclusividade das concessionárias COMGÁS, Gas Brasileiro e Gas Natural São Paulo Sul no desempenho dos serviços de comercialização, os consumidores de São Paulo – salvo os residenciais e comerciais – poderão comprar o gás da própria distribuidora ou de outros prestadores, conforme observa-se na Figura I.

Nestas circunstâncias, as concessionárias deverão assegurar a estes o livre acesso não discriminatório a suas redes, mediante pagamento por sua utilização.

---

<sup>11</sup> Nos Contratos de Concessão firmados no Estado de São Paulo, estabelecem-se os seguintes segmentos de usuários: (i) residencial; (ii) comercial; (iii) industrial; (iv) grandes usuários (consumo médio mensal contratual equivalente a, no mínimo, 500.000 m<sup>3</sup>); (v) termoeletrico (consumo médio mensal contratual equivalente a, no mínimo, 1.000.000 m<sup>3</sup>); (vi) cogeração (consumo médio mensal contratual equivalente a, no mínimo, 1.000.000 m<sup>3</sup>); (vii) gás natural veicular; e (viii) interruptível.

**FIGURA I – COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO PERÍODO DE EXCLUSIVIDADE DAS CDLS E APÓS A LIBERALIZAÇÃO DOS GRANDES CONSUMIDORES**



Fonte: Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE

Na discussão trazida à baila, há que se frisar, no entanto, um ponto bastante controverso, qual seja, o consumo de gás, produzido pela PETROBRAS, nas refinarias de sua propriedade.

No Estado de São Paulo, por exemplo, o gás natural (seja importado ou de origem nacional) utilizado nos sistemas operacionais de REPLAN, RECAP, REVAP, RPBC – refinarias da estatal petrolífera, localizadas na área de concessão da COMGÁS – é adquirido diretamente desta companhia, sem que a CDL em tela tenha qualquer participação na atividade de distribuição do energético.<sup>12</sup>

A despeito do supramencionado caso, grandes consumidores que manifestaram a intenção de adquirir gás natural diretamente dos produtores bolivianos e acessar o sistema de distribuição da companhia paulista, mediante o pagamento de margem de distribuição aplicável, tiveram seus pedidos formalmente recusados.

Isto posto, nota-se, claramente, que tal questão será fonte de controvérsias futuras, tornando-se premente, portanto, a elaboração de determinações legais explícitas, que a regulamentem.

<sup>12</sup> Em situações nas quais o referido gás é utilizado pela estatal na geração e comercialização de energia, paga-se um *fee* à distribuidora, associado ao volume do energético correspondente a tal energia comercializada.

Vale destacar, contudo, que, em nenhuma das duas hipóteses, este gás é incluído no *mix* da CDL.

No tocante ao *by pass* comercial propriamente, impende mencionar, por fim, que a introdução da concorrência na comercialização do gás, permitindo o aumento do número de fornecedores nesta indústria, deve ser acompanhada da possibilidade de ampliação do número de agentes pelo lado da demanda, de forma a potencializar os eventuais efeitos positivos associados ao desenvolvimento de um mercado competitivo.

**TABELA 5 – PRAZOS DE EXCLUSIVIDADE DAS CDLS NA COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS**

<b>Estado do Rio de Janeiro</b>	<b>Distribuição:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão.
	<b>Comercialização:</b> - <b>Consumidores de até 100.000 m<sup>3</sup>/dia:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão; e - <b>Consumidores de mais de 100.000 m<sup>3</sup>/dia:</b> (i) <b>possibilidade de aquisição direta</b> de gás do produtor, dependendo a mesma, nos 10 primeiros anos da concessão, de <b>prévia e expressa anuência da CDL</b> ; e (ii) <b>possibilidade de by pass comercial após 10 anos</b> de vigência do <b>Contratos de Concessão</b> firmados entre o Poder Concedente e as respectivas CDLS.
<b>Estado de São Paulo</b>	<b>Distribuição:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão.
	<b>Comercialização:</b> - <b>Usuários Residenciais e Comerciais:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão; e - <b>Demais Usuários:</b> <b>possibilidade de by pass comercial após 12 anos</b> de vigência do <b>Contratos de Concessão</b> firmados entre o Poder Concedente e as respectivas CDLS.
<b>Demais Estados Brasileiros</b>	<b>Distribuição:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão.
	<b>Comercialização:</b> exclusividade das CDLS durante todo o prazo de concessão. O <b>by pass comercial não é permitido</b> .

Fonte: Contratos de Concessão para a Exploração dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, assinados nas unidades federativas do Brasil

### **III.3 – Separação Contábil e Jurídica das Atividades de Distribuição e Comercialização**

Na maioria dos Estados brasileiros, não é estabelecido qualquer tipo de separação – contábil e jurídica – entre as atividades de distribuição e comercialização de gás natural.

Excetua-se, apenas, o Estado de São Paulo, o qual, por meio da CSPE, dispõe que as CDLs devem adotar um Plano de Contas, consoante regulamentação editada por esta instituição, de modo a adequar seu sistema contábil, escriturando, separadamente, as receitas, despesas e custos associados às referidas atividades.

Os Contratos de Concessão, firmados nesta região, prevêm, em sua Cláusula Décima Quarta, Oitava Subcláusula, que *“a CONCESSIONÁRIA deverá separar as informações contábeis relativas às atividades de produção, importação, armazenamento, distribuição, comercialização, bem como as atividades não correlatas, de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, possibilitando identificar as receitas, os custos e as despesas de operação”*.

Adicionalmente, em sua Segunda Cláusula, Quarta Subcláusula, determina-se que, para o exercício destas, a CSPE poderá exigir que as CDLs, situadas neste Estado, constituam pessoas jurídicas distintas, quando as entender necessárias para a maior transparência do negócio.

Neste contexto, cumpre citar que, fundamentadas no modelo paulista, as distribuidoras ALGÁS, BAHAGÁS, COMPAGÁS, COPERGÁS, PBGÁS e SCGÁS vem trabalhando, desde janeiro de 2002, na elaboração de seus respectivos Planos de Contas. A previsão de duração deste importante trabalho é de três anos.

Tais procedimentos, já empregados em São Paulo e em implementação em outros Estados, mostram-se bastante positivos, dado que facultam maior transparência a estas atividades, além de dificultarem práticas de subsídios cruzados e contribuírem para a redução da assimetria de informações entre reguladores e regulados.

Assim, é recomendável que as demais distribuidoras de gás do País espelhem-se nesta iniciativa, instituindo, também, Planos de Contas que permitam a identificação das receitas, despesas e custos associadas a cada uma das atividades por elas desempenhadas.

### **III.4 – Barreiras à Integração Vertical**

No que concerne às barreiras à integração vertical, é importante enfatizar que a grande maioria dos Contratos de Concessão, celebrados no âmbito da indústria gasífera nacional, não abrangem Cláusulas atinentes ao tema.

Uma vez mais, são exceções a esta regra, os instrumentos contratuais firmados no Estado de São Paulo, dispondo os mesmos, em sua Cláusula Décima Oitava que *“a CONCESSIONÁRIA não poderá fornecer a empresas a ela vinculadas (controladas,*

*controladora e coligada) volume superior a 30% (trinta por cento) do volume total de sua aquisição de gás canalizado”.*<sup>13</sup>

Determina-se, também, que as participações dos diversos agentes, vínculos e periodicidade, para os efeitos da sobredita Cláusula, serão regulamentados pela CSPE, devendo as distribuidoras locais obedecerem às restrições impostas, a qualquer tempo, pela Legislação e regulamentação que imponham limites para a integração vertical das atividades relacionadas à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.

Em um mercado de gás como o brasileiro, no qual prevalece a atuação de um único agente dominante em todos os elos da cadeia de valor do energético, tal preceito deveria ser incorporado a todos os Contratos de Concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, ratificados no País.

Outrossim, nunca é demais lembrar que a PETROBRAS possui participação acionária em uma série de CDLs, o que acarreta o risco da estatal impor, nestas companhias, a aquisição do gás por ela produzido, sem que se observe a busca de contratos mais eficientes para o suprimento deste.

### **III.5 – Investimentos**

No que se refere aos investimentos a serem realizados pelas concessionárias brasileiras, realça-se, inicialmente, que os Contratos de Concessão do Grupo I apresentam o seguinte texto-padrão atinente ao tema:

*“A CONCESSIONÁRIA promoverá a seu encargo exclusivo, todas e quaisquer obras, instalação de canalizações, redes e equipamentos, nas áreas cujos estudos de viabilidade econômico justifiquem a rentabilidade dos investimentos realizados, segundo as taxas de retorno não inferiores a xx% ao ano, para tal considerada como a média ao longo do ano e critérios de depreciação estabelecido no presente Contrato, garantindo sempre a segurança e a justa retribuição do capital investido.”*<sup>14</sup>

Em alguns Contratos assinados mais recentemente (CEBGÁS, GASMAR, GASPISA, GOIASGÁS, por exemplo), além da Cláusula acima transcrita, estatui-se que, ainda que os estudos de viabilidade econômica realizados pela CDL não recomendem a implementação de certos projetos, os mesmos poderão ser concretizados, caso o Poder Concedente os julgue azados e promotores do desenvolvimento industrial e de benefícios sociais. Para a materialização destes empreendimentos, todavia, serão utilizados recursos exclusivamente proporcionados pelo referido Poder Concedente.

Sob tais circunstâncias, entende-se que as taxas de retorno das CDLs deveriam abarcar tão-somente os custos vinculados à operação e manutenção das instalações utilizadas na prestação do serviço de distribuição. No caso em tela,

---

<sup>13</sup> Esclarece-se que, nos Contratos de Concessão celebrados no Estado de São Paulo, não há restrições desta natureza a montante da cadeia de valor do gás natural.

<sup>14</sup> Parte dos Contratos de Concessão do Grupo I estabelecem que a taxa de retorno dos investimentos realizados pelas distribuidoras não será inferior a 15% a.a. (média ao longo do ano, em termos reais), ao passo que os demais instrumentos contratuais deste Grupo dispõem que tal rentabilidade não deverá ser menor do que 20% a.a. (média ao longo do ano, em termos reais).

far-se-ia incongruente que o cálculo destas incluisse a remuneração do capital investido nos ativos, haja vista que os mesmos seriam, conforme mencionado acima, financiados estritamente por verbas públicas.

Neste contexto, seria pertinente avaliar a viabilidade de redução das tarifas aplicadas pelas distribuidoras aos consumidores finais de gás, dadas as supraditas condições.

Quanto aos Contratos de Concessão pautados no modelo ASEP, urge esclarecer que, conforme a Cláusula Sexta destes documentos, CEG e CEG-Rio obrigam-se a atender novos pedidos de fornecimento dos consumidores, desde que comprovado relevante interesse público e garantia de retorno adequado aos investimentos a serem realizados.

Caso as concessionárias não atendam a tais solicitações, por qualquer outro motivo que não o real compromisso de fornecimento de todo o gás por elas adquirido a outros consumidores, observar-se-á a instantânea perda de sua exclusividade contratual sobre a área objeto do requerimento.

Em última instância, tal serviço poderá, a critério do Poder Concedente, ser prestado por outrem, através de nova concessão ou subconcessão parcial da área na qual foi efetuada a solicitação, em condições equivalentes àquelas oferecidas para as distribuidoras originais, assegurando-se, a estas últimas, remuneração apropriada pela utilização de sua infra-estrutura.

Determina-se, ainda, que, caso haja disponibilidade de gás natural em quantidades suficientes e não se observando a negativa dos consumidores, as concessionárias do Estado do Rio de Janeiro deverão providenciar a total conversão do sistema para a utilização do energético, no prazo máximo de noventa meses, a partir da assinatura de seus respectivos Contratos. Exige-se, também, que, até o final do quadragésimo oitavo mês contratual, 25% das unidades residenciais e comerciais estejam aptas a suprirem-se com gás.

Finalmente, em relação aos Contratos atrelados ao modelo CSPE, sublinha-se que, por meio destes instrumentos legais, as concessionárias locais obrigam-se a implantar novas instalações, bem como expandir e modificar aquelas já existentes, no sentido de assegurar o atendimento à atual e futura demanda por gás, em suas áreas de concessão.

Além deste desígnio, estipula-se que as referidas CDLs deverão ampliar seus sistemas de distribuição, por solicitação devidamente fundamentada de qualquer interessado, desde que o serviço seja economicamente viável.

Caso a expansão não se mostre viável do ponto de vista econômico, permitir-se-á a participação financeira de terceiros na parcela economicamente inviável da obra, com base nas tarifas vigentes e na taxa de custo de capital fixada, de tempos em tempos, pela CSPE. Adverte-se, contudo, que tais projetos, os quais envolvem a participação financeira de terceiros, serão necessariamente submetidos a dito órgão regulador.



Ainda sobre estes empreendimentos, grifa-se que, na inobservância de acordo entre os terceiros interessados e as distribuidoras, as últimas deverão apresentar fundamentação econômico-financeira que justifique a negativa àqueles e à CSPE, em prazo expresso contratualmente.

Caberá, então, à agência reguladora paulista analisar a argumentação das CDLs e julgá-la, sem que haja, entretanto, comprometimento técnico da concessão, assim como do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Na hipótese de ampliação de instalações, a qual envolva interesses de diversos usuários, que não sejam atendidos em função de desacordo com as CDLs, realizar-se-á, a critério da CSPE, audiência pública com intuito de esclarecerem-se dúvidas e buscarem-se soluções.

Em adição, evidencia-se como ponto positivo o fato destes Contratos estabelecerem rigorosas metas de investimentos a serem cumpridas pelas concessionárias, obrigatoriamente, no prazo de dez anos, a partir da assinatura destes documentos, sob pena de redução de suas margens.

Em linhas gerais, tais metas associam-se, dentre outros elementos, à (i) captação mínima de clientes; (ii) expansão da rede de distribuição; (iii) substituição de medidores a partir de um cronograma pré-definido; (iv) implementação dos Programas de Renovação das Redes de Ferro Fundido e de Substituição de Ramais, submetidos à aprovação prévia da CSPE; e (v) instalação, em até cinco anos contados da celebração dos Contratos de Concessão, de correção de medição de pressão e temperatura nos pontos de fornecimento para todas as instalações com consumo médio mensal superior a 50.000 m<sup>3</sup>.

Além disso, as CDLs estabelecidas no Estado de São Paulo apresentarão, obrigatoriamente, Plano Quinquenal de Investimentos e Obras, que deve compreender questões como a segurança, a qualidade do serviço e a busca permanente da satisfação dos usuários – existentes e potenciais, dos distintos segmentos do mercado gasífero – em toda a sua área de concessão. Impenderá à CSPE, por seu turno, confrontar, todos os anos, os resultados esperados com aqueles, de fato, alcançados pelas distribuidoras.

Depreende-se, a partir do aduzido, que os Contratos dos Grupos II e III revelam-se muito mais completos e minuciosos quanto à questão dos investimentos a serem empreendidos pelas distribuidoras locais do que os Contratos do Grupo I. Estes últimos, por seu turno, não contemplam metas obrigatórias que norteiem a ampliação das redes de distribuição e propiciem o aperfeiçoamento do atendimento aos distintos segmentos de consumidores de gás.

Aponta-se, por conseguinte, para a necessidade de adequação dos instrumentos delegatários do Grupo I quanto ao tema em voga, a fim de que as CDLs signatárias destes Contratos sujeitem-se a metas rigorosas de investimentos em troca da exclusividade na prestação do serviço de distribuição, por longos prazos.

### III.6 – Taxas de Retorno

Um aspecto sobre o qual se deve refletir, em separado, diz respeito às taxas de retorno relativas aos investimentos realizados pelas distribuidoras. Em geral, os Contratos de Concessão respaldados no “modelo controle estatal” estabelecem taxas de 15% ou 20% a.a. (média ao longo do ano, em termos reais), mostrando-se bastante significativas. Supõem-se que tão elevados percentuais podem inviabilizar o atendimento aos segmentos residencial e comercial, pulverizados e de baixo consumo per capita.

No que concerne aos Contratos do Grupo II, determina-se que a taxa de retorno das concessionárias CEG e CEG Rio S.A. será de 12% na primeira revisão quinquenal das tarifas cobradas por ambas. Daí em diante, tal percentual será calculado com base na seguinte fórmula:

$$\text{Percentual} = r_i + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

Onde:

$r_i$  = taxa real livre de risco, definida como a taxa de juros real do título da dívida do tesouro norte-americano, com 10 anos de prazo, de maior liquidez;

$\beta$  = parâmetro que relaciona o risco sistêmico (não diversificável) do setor de atuação da concessionária ao retorno do mercado como um todo, sendo fixado em 0,45;

prêmio de risco = diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a  $r_i$ , sendo fixado em 6,7%; e

$r_b$  = risco Brasil, definido como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações.

Quanto aos instrumentos contratuais ratificados no Estado de São Paulo, conforme detalhado, adiante, no item III.10, estabelece-se que, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária, as tarifas teto aplicadas na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão reguladas pela metodologia de Margem Máxima, a qual objetiva que as concessionárias paulistas obtenham uma rentabilidade apropriada sobre os investimentos por elas realizados.

De acordo com a Primeira Subcláusula da Cláusula Décima Terceira destes Contratos de Concessão, “a metodologia visa permitir à CONCESSIONÁRIA a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, manutenção, impostos, exceto os impostos sobre a renda, encargos e depreciação, relacionados com a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, bem como uma rentabilidade razoável”.

Assim, consoante a CSPE, a determinação apropriada do valor inicial da Margem Máxima deve considerar dois componentes fundamentais, quais sejam:

- (i) os custos operacionais (OPEX) associados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação dos serviços de distribuição, gestão comercial dos usuários e administração da empresa; e
- (ii) (ii) a remuneração sobre o capital investido (CAPEX) nos ativos realmente essenciais à prestação dos serviços, que garanta a viabilidade econômica do negócio.

O órgão regulador estadual dispõe que o cálculo do CAPEX depende de duas variáveis-chave, a saber: (i) a base de remuneração (valor dos ativos utilizados na prestação dos serviços); e (ii) a taxa de remuneração destes ativos (custo do capital).

Salienta-se que o referido valor inicial da Margem Máxima somente será aprovado pela CSPE após a avaliação da receita necessária para a cobertura dos custos incorridos pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição, levando-se em conta os seguintes fatores: (i) o estabelecimento de tarifas justas e estáveis aos usuários; e (ii) a oportunidade para as CDLs lograrem uma remuneração adequada para os seus ativos.

Ademais, os Contratos do Grupo III dispõem que, para a fixação deste valor, as distribuidoras locais deverão fornecer, à entidade reguladora paulista, as informações a seguir explicitadas: (i) o valor da base de ativos da empresa, conforme o Plano de Contas a ser publicado pela CSPE; (ii) o Plano de Investimentos (físico e financeiro), incluindo aqueles concernentes à reposição de ativos e novas instalações; (iii) as receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; (iv) as informações relativas aos custos históricos e aos volumes de gás canalizado distribuídos; (v) as projeções quanto ao volume de gás a ser distribuído; e (vi) o custo médio ponderado do capital projetado.

Ressalta-se, ainda, que a Oitava Subcláusula da Cláusula Décima Terceira destes instrumentos contratuais estabelece que *“a CSPE revisará a base de ativos apresentada pela CONCESSIONÁRIA para garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço, e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente”*.

A Cláusula posterior prescreve que *“a CSPE revisará as projeções de custo e o volume de gás a ser distribuído em relação à: 1. a consistência interna; 2. tendências históricas; 3. comparações com parâmetros nacionais e internacionais da indústria de gás; e 4. a consistência com as projeções realizadas por outras distribuidoras em condições similares”*.

Além disso, no sentido de propiciar às distribuidoras do Estado de São Paulo uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE apreciará a razão dívida/capital destas CDLs e o custo de oportunidade do capital.

No que toca a este último item, a Décima Primeira Subcláusula da Cláusula Décima Terceira define que *“a CSPE considerará, entre outros, para determinar o custo de oportunidade do capital: 1. a rentabilidade de empresas similares no País e em outros países; e 2. as condições de rentabilidade para os investimentos no País”*.

Sublinha-se, por fim, que, na avaliação da rentabilidade, a Comissão de Serviços Públicos de Energia de São Paulo fundamentar-se-á nos modelos de análise de risco financeiro, comumente, utilizados no mercado.

Tendo em vista o exposto, merece registro o fato dos Contratos pertencentes ao Grupo III abordarem de forma muito mais pormenorizada a questão da rentabilidade sobre os investimentos realizados pelas CDLs do que aqueles constantes, sobretudo, do Grupo I.

Conforme aludido anteriormente, os Contratos de Concessão associados ao “modelo controle estatal” encerram taxas de retorno bastante elevadas, cuja metodologia de cálculo não é apresentada. Entende-se, portanto, que seus valores são arbitrariamente definidos.

Posto isto, julga-se recomendável que, no que tange à questão em apreciação, os instrumentos delegatários do Grupo I sejam revistos, no sentido de compreenderem taxas de retorno justas e fundamentadas em premissas consistentes, que remunerem oportunamente o capital investido nos ativos essenciais à prestação dos serviços de distribuição e garantam a viabilidade econômica do negócio.

### **III.7 – Metas de Qualidade dos Serviços Prestados**

A maior parte dos Contratos de Concessão apresentam disposições bastante gerais quanto à questão da qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras, estabelecendo, apenas, que a estas incumbe “(...) *prestar serviço adequado na forma prevista neste Contrato e nas normas técnicas aplicáveis*”.

Há que se realçar, contudo, que as concessionárias atreladas aos Contratos integrantes dos Grupos II e III submetem-se, por determinação dos referidos instrumentos contratuais, a Programas de Qualidade, aos quais são dedicados detalhados anexos.

No Estado do Rio de Janeiro, as CDLs devem cumprir metas de melhoria relacionadas aos seguintes itens: (i) cadastro do sistema de gás (redes, equipamentos e instalações); (ii) telemetria e telecomando da rede de distribuição; (iii) redução das perdas; (iv) sistema de qualidade; (v) divulgação institucional e atendimento ao público; (vi) implantação de novas agências de atendimento ao público; (vii) sistema de atendimento telefônico gratuito ao usuário; (viii) recadastramento de consumidores e sistemas de medição; (ix) sistema de gestão comercial; (x) sistema de emergência; (xi) procedimentos e normas de segurança para projeto, construção, operação e manutenção de redes e instalações; e (xii) prazos de atendimento aos usuários.

Quanto às distribuidoras localizadas no Estado de São Paulo, salienta-se que, por determinação da CSPE, as mesmas devem atender a um rigoroso Programa de Qualidade dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado.

Nele, prevê-se a implementação da sistemática de controle da qualidade do serviço de distribuição do gás em etapas sucessivas, enfocando-se os seguintes fatores: (i)

a qualidade do produto e do serviço; (ii) a segurança do fornecimento; e (iii) a qualidade do atendimento comercial.

Segundo as determinações do órgão regulador estadual, tal controle de qualidade considerará indicadores e padrões preliminarmente definidos, sendo que sua violação poderá implicar penalidades convertidas em favor dos usuários ou da própria CSPE. Outrossim, novos indicadores e padrões poderão ser criados, a critério desta autoridade.

Tendo em vista o apresentado, convém apontar para a pertinência de alterarem-se os Contratos de Concessão calcados no “modelo controle estatal”, no que se refere ao tema em voga, posto que, atualmente, os mesmos não se configuram como incentivadores da melhoria da qualidade na prestação do serviço, nem determinam indicadores técnicos e comerciais a serem respeitados pelas distribuidoras.

### **III.8 – Aquisição de Gás**

Os Contratos de Concessão do Grupo I não abordam, de forma meticulosa, a questão da aquisição do gás natural por parte das distribuidoras locais.

Tais instrumentos delegatários não exigem que os contratos de aquisição e transporte do energético, assinados pelas referidas CDLs, sejam previamente aprovados pelos órgãos reguladores estaduais.

Ademais, não raro estes documentos garantem o repasse automático dos preços deste gás adquirido e do transporte aos consumidores finais, sem qualquer limitação.

Diferentemente, os Contratos de Concessão dos Grupos II e III (neste último, em maior escala) apresentam disposições mais severas acerca do tema que ora se analisa.

De acordo com o § 15º da Cláusula Sétima dos documentos celebrados, no Estado do Rio de Janeiro, *“a ASEP poderá limitar a transferência aos consumidores de aumentos de custos no gás adquirido pela CONCESSIONÁRIA, caso haja mais de um fornecedor do produto e venha a ser verificado que os preços acordados excederam àqueles negociados por outras CONCESSIONÁRIAS em situação que a ASEP-RJ considere equivalente”*.

Em São Paulo, os Contratos de Concessão versam de maneira ainda mais minuciosa sobre dito assunto. Estabelece-se, contratualmente, que as distribuidoras locais deverão submeter todos os contratos de aquisição de gás, transporte e seus respectivos aditivos à prévia e expressa aprovação da CSPE, a partir de suas datas de celebração.

Outrossim, a Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Décima Primeira dos referidos instrumentos determina que tal órgão regulador estadual poderá restringir os repasses dos preços de aquisição do gás e transporte aos usuários finais, quando os mesmos verificarem-se excessivos. Para tanto, a CSPE analisará as seguintes variáveis: (i) preço de aquisição do gás realizado pelas concessionárias; (ii) custo e condições das alternativas viáveis de suprimento das distribuidoras; ou

(iii) preços de aquisição do gás repassados a outros usuários finais por outras CDLs.

Acentua-se, ainda, que o item IV da Cláusula Vigésima Primeira destes documentos prescreve que as concessionárias deverão “*considerar que a homologação dos contratos de comercialização futuros pela CSPE não implicará qualquer salvaguarda ou concordância quanto aos riscos comerciais envolvidos nos valores referentes a pagamento compulsório pelo transporte e pelo gás (cláusulas “ship or pay” ou “take or pay”) e prazos de fornecimento envolvidos*”.

Vale enfatizar, finalmente, que as disposições acima referenciadas deveriam ser incorporadas, também, aos Contratos de Concessão dos Grupos I e II, dada sua pertinência.

### III.9 – Metodologia de Cálculo Tarifário

Nos Contratos de Concessão vinculados ao “modelo controle estatal”, determina-se que as tarifas relativas à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado serão fixadas pelas concessionárias, a fim de cobrirem-se todas as despesas realizadas nesta atividade, bem como remunerar-se o capital investido.

Adota-se, por conseguinte, a metodologia de remuneração por custo de serviço, garantindo-se às CDLs taxas de retorno de 15% a.a. ou 20% a.a. (média ao longo do ano, em termos reais).

Consoante tais instrumentos delegatários, define-se a tarifa média, a partir da seguinte fórmula:

$$TM = PC + MB$$

Onde:

TM = tarifa média a ser cobrada pela concessionária, em R\$/m<sup>3</sup>;

PC = preço de compra do gás pela concessionária, em R\$/m<sup>3</sup>; e

MB = margem Bruta de distribuição da concessionária, em R\$/m<sup>3</sup>.

A metodologia de cálculo da tarifa média de distribuição da concessionária considera que o preço de compra do gás natural pode ser fixado pelo Governo Federal ou estabelecido em Contrato de Compra e Venda firmado entre a distribuidora e o supridor.

Seu cálculo estrutura-se na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos associados aos serviços de distribuição – concretizados ou a concretizar ao longo do ano de referência – e na projeção dos volumes de gás a serem vendidos ao longo do ano, segundo o orçamento anual.

Dispõe-se, no entanto, que as CDLs poderão adotar tarifas diferenciadas, de acordo com o nível, tipo e perfil de consumo. Para tanto, serão considerados os fatores a seguir: (i) volume; (ii) sazonalidade; (iii) ininterruptibilidade; (iv) perfil do consumo

diário; (v) fator de carga; (vi) valor do energético a substituir; (vii) investimento marginal na rede distribuidora.<sup>15</sup>

No que tange ao regime tarifário praticado no Estado do Rio de Janeiro, impende ressaltar que adotou-se o mecanismo de *price cap*, sendo estabelecidas, nos Contratos de Concessão, tarifas limites por espécie e qualidade do gás, segmento e faixa de consumo.

Estabelecem-se a estrutura tarifária e o limite máximo das tarifas com base nos custos referentes ao quarto ano de cada quinquênio, devidamente atualizados (IGP-M) para o último mês daquele ano, alocados por cada tipo de consumidor. Na impossibilidade de alocação dos custos, estes serão rateados conforme critérios devidamente justificados pelas distribuidoras locais.

Merece registro o fato de, observados tais limites, as distribuidoras locais poderem cobrar tarifas diferenciadas, dadas as características técnicas e de custos específicos vinculados ao atendimento a diferentes segmentos de consumo.

Por fim, nos Contratos de Concessão, relacionados ao modelo CSPE, determina-se que as tarifas teto, constantes das tabelas tarifárias e fixadas pelo órgão regulador, são decompostas em: (i) preço do gás; (ii) preço do transporte; e (iii) margem de distribuição, sendo factível considerarem-se os dois primeiros itens agrupadamente, quando os Contratos de Compra e Venda de Gás assim estabelecerem:<sup>16</sup>

$$T = P_g + P_t + M_d \cdot VP$$

Onde:

T = tarifa teto vigente;

P<sub>g</sub> = preço do gás alocado à tarifa;

P<sub>t</sub> = preço do transporte alocado à tarifa;

M<sub>d</sub> = margem de distribuição alocada à tarifa;

---

<sup>15</sup> Alguns dos Contratos do Grupo I prevêem, também, que (i) as tarifas cobradas dos consumidores residenciais poderão ser simples e diversificadas em função do volume; (ii) as concessionárias poderão – no caso dos grandes consumidores, de utilizações específicas ou de clientes em regime de consumo especial – ratificar contratos que fixem condições diferenciadas de fornecimento, de garantias de atendimento e de preços, observado o limite estabelecido na metodologia de cálculo tarifário; e (iii) o serviço de distribuição de gás como matéria-prima, redutor-siderúrgico, combustível automotivo, geração e cogeração de eletricidade poderá ser objeto de tratamento diferenciado em função das peculiaridades dessas utilizações, dos preços de compra do gás para essas finalidades dentro de uma política nacional de estímulo a esses segmentos de consumo, sem prejuízo da justa remuneração dos investimentos das CDLs, consoante os parâmetros e a taxa estabelecida contratualmente.

Sublinha-se, contudo, que tais possibilidades não são devidamente detalhadas nestes instrumentos contratuais. Em relação ao item (ii), por exemplo, não se define, ao longo de tais documentos, a expressão “grandes consumidores”.

<sup>16</sup> O cálculo dos preços do gás e transporte levará em conta seus respectivos custos médios ponderados pelos volumes, contratados pelas CDLs junto a seus supridores. Contudo, é mister destacar que o custo médio destes preços, para a termelétrica e a cogeração, será calculado separadamente dos volumes destinados aos demais segmentos e abará os preços e demais condições de aquisição contratados para ambos os segmentos.

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

As tarifas máximas cobradas dos diversos segmentos de usuários e suas respectivas classes são definidas, no sentido de protegerem-se os consumidores cativos de preços abusivos.

Urge destacar, ainda, que a CSPE poderá criar modalidades tarifárias para cada um dos segmentos e classes de consumo, de modo a incentivar a otimização e melhoria do fator de carga do sistema de distribuição das CDLs.

### III.9.1 – Revisão Tarifária

No que concerne especificamente à revisão tarifária, os Contratos de Concessão do Grupo I determinam que as tarifas serão revistas anualmente, contemplando-se as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos.

Não obstante, ressalva-se que as mesmas serão revisadas antes de findado um ano, caso ponha-se em risco o equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos, na forma e prazos necessários para evitar danos decorrentes da defasagem tarifária.

Outrossim, reajustar-se-ão as tarifas, a qualquer tempo, quando os critérios, os parâmetros e a fórmula utilizados para a sua fixação mostrem-se, individual ou coletivamente, desfavoráveis tanto à viabilidade econômica dos investimentos e da atividade das concessionárias locais, como à obtenção, por estas, da remuneração prevista contratualmente.

A tarifa média reajustada será calculada a partir da seguinte fórmula:

$$TMr = PCr + (1 + IGP-M) \times MBA$$

Onde:

TMr = tarifa média reajustada;

PCr = preços reajustado de compra do gás pela concessionária;

IGP-DI = índice geral de preços – disponibilidade interna, o qual é calculado pela Fundação Getúlio Vargas, *pro rata tempore*, capitalizado dia a dia, no período compreendido entre a data do último reajuste e a data do reajuste atual. Na ausência do IGP-DI, ou indisponibilidade de informação, tal índice poderá ser extrapolado ou poderá ser utilizado outro índice, nacionalmente reconhecido, o qual melhor represente a efetiva desvalorização da moeda;

MBA = margem bruta anterior



Cumpra-se destacar que esta Margem Bruta será revista de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Margem Bruta} = \text{Custo do Capital} + \text{Custo Operacional} + \text{Depreciação} + \text{Ajustes} + \text{Aumento de Produtividade} + \text{Reserva de Modernização}$$

Sublinha-se, em remate, que, na ocorrência de variações do custo de aquisição do gás, é permitido que as mesmas sejam repassadas às tarifas cobradas aos usuários dos serviços prestados pelas companhias distribuidoras.

Quanto aos Contratos de Concessão fundamentados no modelo ASEP, frisa-se que as tarifas serão atualizadas, ano a ano, pelo IGP-M<sup>17</sup> e revistas quinzenalmente, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital. Considera-se, também, a necessidade de estímulo à elevação da eficiência operacional, bem como da produtividade da CDL.

Deste modo, para fins de revisão tarifária, no penúltimo semestre de cada quinquênio, as distribuidoras locais encaminharão, à ASEP, proposta de revisão do valor teto das tarifas e da estrutura tarifária a vigorarem no quinquênio seguinte.<sup>18</sup>

Sem embargo do exposto, o limite das tarifas será revisado imediatamente, para mais ou para menos, sempre que os custos de aquisição do gás sofrerem oscilações.

Nestas circunstâncias, as CDLs deverão apresentar, ao órgão regulador estadual, a estrutura tarifária ajustada, podendo aplicá-la a partir daí, desde que os consumidores e a própria ASEP sejam cientificados. A fórmula aplicável a esta revisão será a seguinte:

$$T1 = T0 - G0 + G1$$

Onde:

T1 = tarifa limite já revista, por metro cúbico de gás consumido, correspondente a cada tipo de consumidor, e cada faixa de consumo, previstos na estrutura tarifária das Concessionárias;

T0 = tarifa limite antes da revisão, por metro cúbico de gás consumido, correspondente a cada tipo de consumidor, e cada faixa de consumo, previstos na estrutura tarifária das Concessionárias;

G0 = preço por metro cúbico de gás adquirido pelas Concessionárias, praticado antes da revisão, para cada tipo de consumidor e, se for o caso, para cada faixa de consumo, previstos na estrutura tarifária; e

G1 = novo preço do gás adquirido pela CONCESSIONÁRIA, motivador da revisão, para cada tipo de consumidor e, se for o caso, para cada faixa de consumo, previstos na estrutura tarifária.

---

<sup>17</sup> Índice Geral de Preços – Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

<sup>18</sup> Não obstante tal disposição, até o presente momento, a revisão tarifária proposta pelas empresas CEG e CEG-Rio e encaminhada à ASEP não foi levada a cabo.

Derradeiramente, os Contratos de Concessão, firmados no Estado de São Paulo, prevêem revisões tarifárias ao final de períodos de cinco anos, denominados, contratualmente, de ciclos. Estas revisões compreenderão o nível, a estrutura e as alterações de segmentos e classes das tarifas vigentes.

Consoante a CSPE, o objetivo destas revisões é de que tais tarifas reflitam as alterações de custo de capital, custo operacional, estrutura de mercado, investimentos em expansão do sistema, aumento da produtividade e mudanças tecnológicas.

Conforme explicitado no item anterior, no primeiro ciclo, serão consideradas as seguintes variáveis na fixação das tarifas: (i) preço do gás; (ii) preço do transporte; (iii) variação de preços do IGP-M; e (iv) margem de distribuição alocada à tarifa.

A partir do segundo ciclo, estabelecer-se-ão as tarifas teto por meio de uma metodologia de Margem Máxima de distribuição, que concederá às distribuidoras locais a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre os investimentos realizados. Anualmente, por ocasião da data de aniversário dos Contratos de Concessão, a referida Margem Máxima será reajustada, utilizando-se para tal, a variação acumulada de 12 meses do IGP-M.

Uma vez aprovada a Margem Máxima para o ciclo, as distribuidoras locais deverão submeter a tabela de tarifas teto à anuência da CSPE, que a analisará com base nas seguintes condições: (i) sua compatibilidade com a Margem Máxima das concessionárias; (ii) inexistência de discriminação indevida entre usuários; e (iii) não estabelecimento de subsídios entre os diferentes serviços de distribuição de gás canalizado. Na inobservância de problemas, o órgão regulador estadual aprovará e fixará a referida tabela de tarifas teto.

Além disso, será introduzido um fator de eficiência (Fator X) para as concessionárias, o qual considerará (i) a tendência histórica da eficácia destas CDLs; (ii) os padrões internacionais de eficiência na indústria; (iii) os índices de produtividade de longo prazo; (iv) economias de escala; e (v) comparações com outras distribuidoras do País.

Compete enfatizar, ainda, que a CSPE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos, caso ocorram oscilações significativas nos custos das concessionárias, sem prejuízo dos reajustes e revisões previstos nestes instrumentos legais.

\*\*\*

A partir do relatado, depreende-se que a metodologia de cálculo tarifário, abarcada pelos Contratos do Grupo I, não incentiva a redução de custos e garante uma remuneração fixa às CDLs, sem que a estrutura de capital destas companhias e o custo de oportunidade sejam considerados.

Quanto à revisão das tarifas, determina-se que esta será anual e contemplará as projeções dos volumes de gás a serem comercializados, bem como os investimentos efetivados pelas distribuidoras.

Entretanto, conforme aludido anteriormente, tal revisão poderá ocorrer (i) **antes de concluídos os doze meses**, caso o equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos seja colocado em risco; e (ii) **a qualquer tempo**, quando os critérios, parâmetros e a fórmula utilizados apresentem-se, individual ou coletivamente, prejudiciais tanto à viabilidade econômica dos projetos e da atividade das distribuidoras, como à consecução, por estas, da remuneração prevista contratualmente.

Nota-se, portanto, que a metodologia de atualização tarifária encerrada nestes documentos fundamenta-se em um processo constante, denotando uma visão de curto prazo.

Posto isto, faz-se relevante que o método de cálculo e revisão das tarifas, praticado pelas CDLs do Grupo I, seja reavaliado, no sentido que estas sejam justas, transparentes, contemplem a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional e da produtividade das distribuidoras, assim como reflitam as alterações de custo de capital, custo operacional, estrutura de mercado, investimentos em expansão do sistema e mudanças tecnológicas.

### **III.11 – Penalidades**

No que toca às penalidades prescritas às distribuidoras, sublinha-se que os Contratos de Concessão do Grupo I lançam mão, apenas, da advertência e da intervenção. Não observa-se, por conseguinte, a gradatividade das sanções aplicáveis.

Em contraposição aos supracitados instrumentos legais, apresentam-se os Contratos firmados no Rio de Janeiro e em São Paulo.

No primeiro destes Estados, são verificadas as seguintes penalidades: (i) advertência; (ii) multa; (iii) suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratar com a administração, por prazo não superior a dois anos; ou (iv) declaração de inidoneidade para licitar e contratar com a administração pública, enquanto perdurarem os motivos determinantes da punição ou até que seja promovida a reabilitação perante a autoridade que aplicou a penalidade, na forma da lei.

Tais sanções são infligidas nos casos definidos em Contrato, a saber: (i) o não encaminhamento, nos prazos pré-determinados, das informações e dados de natureza técnica, contábil e financeira, requisitados pela ASEP; (ii) a não adoção, sem justa causa, das devidas providências para o restabelecimento da regularidade ou garantia da qualidade e eficiência dos serviços; (iii) o não atendimento a novos pedidos de fornecimento a consumidores, que satisfaçam as condições de rentabilidade, de acordo com as taxas previstas contratualmente; e (iv) o descumprimento de norma legal ou regulamentar, determinação da ASEP ou qualquer disposição constante do Contrato de Concessão.

Vale destacar que as multas, quando aplicadas, não poderão exceder a 0,1% do faturamento da distribuidora, nos últimos doze meses anteriores à ocorrência da infração.

No que diz respeito a São Paulo, ressalta-se que suas CDLs sujeitam-se às penalidades de advertência, multa e intervenção, em função do descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais, relativas aos serviços e instalações de distribuição de gás canalizado.

Nos Contratos de Concessão, firmados neste Estado, dispõe-se, ainda, que as multas, às quais as distribuidoras estão submetidas, podem atingir um valor máximo de 2% de seus respectivos faturamentos anuais por infração, ressalvadas aquelas aplicadas quando do descumprimento de metas concernentes à expansão da rede, ampliação de sua carteira de clientes e substituição de medidores. Neste último caso, aplicar-se-á, como multa, 10% sobre os valores das parcelas das metas não cumpridas pelas CDLs.

Faz-se importante salientar, por fim, que, em São Paulo, as graduações das penalidades impostas às concessionárias são disciplinadas por Portarias editadas pela CSPE.

Tendo em vista o apresentado, seria conveniente que os instrumentos contratuais do Grupo I prescrevessem a gradatividade das penas às distribuidoras, adotando, além da advertência e da intervenção, a aplicação de multas (incidência de um percentual máximo sobre o faturamento anual destas companhias para cada infração cometida).

#### **IV – PENDÊNCIAS RELACIONADAS À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Na maioria dos países do mundo, a regulação da indústria de gás natural é levada a cabo por seus respectivos entes reguladores nacionais. Contudo, assim como os Estados Unidos, o Brasil apresenta particularidades quanto a esta atribuição, uma vez que a mesma encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual.

Enquanto a Lei nº 9.478/97 determina que a ANP – entidade integrante da Administração Federal Indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – regule as atividades de exploração, produção, importação e transporte de gás natural, a Constituição Federal de 1988, conforme explicitado de antemão, estabelece, em seu artigo 25, § 2º, que *“cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”*.

Neste contexto, verifica-se que a referida dicotomia de responsabilidades regulatórias sobre o setor nacional de gás pode (i) originar conflitos de competência entre a União e os Estados brasileiros, sobretudo, devido à inexistência de uma fronteira bem delimitada entre as atividades de transporte e distribuição; e (ii) gerar dificuldades para o tratamento de temas como o estabelecimento de regras para a priorização de despacho de gás em caso de restrição da oferta do energético ou da capacidade de transporte.

#### **IV.1- Distinção entre as Atividades de Transporte e Distribuição**

Merece destaque o fato de que, embora a distribuição de gás canalizado seja implicitamente entendida como a movimentação realizada a partir do *city gate* até os consumidores finais, não há uma Legislação que defina tecnicamente esta atividade.<sup>19</sup>

A Constituição Federal e a Lei nº 9.478/97 encerram definições pouco esclarecedoras. A expressão “serviços locais de gás canalizado”, mencionada tanto na Carta Magna como na Lei do Petróleo, é bastante vaga, persistindo dúvidas conceituais quanto a ela e dando-se margem a interpretações diversas.

Resta clara, por conseguinte, a necessidade de elaborar-se uma definição precisa da supracitada expressão, a qual deve constar da Legislação pertinente à matéria. O emprego mais racional deste conceito propiciaria, por exemplo, a reclassificação da movimentação de gás por dutos de alta pressão para a atividade de transporte e não mais de distribuição, desobrigando seus usuários industriais a adquirir tal energético da concessionária local e habilitando-os, por suposto, a comprá-lo diretamente do produtor ou de outros comercializadores.

Paralelamente, deve ser publicado um regulamento, desenvolvido conjuntamente entre as esferas federal e estadual, o qual estabeleça critérios técnicos, como faixa de pressão, diâmetro, comprimento e finalidade, no sentido de classificarem-se gasodutos de transporte e distribuição e, com isso, delinear-se a fronteira entre as referidas atividades.

Assim sendo, dirimir-se-ão grande parte dos questionamentos atinentes às atribuições regulatórias da União e dos Estados, evitando-se conflitos de competência entre estas esferas de poder.

#### **IV.2- Critérios para a Prioridade de Despacho do Gás**

Regra geral, os mercados gasíferos maduros dispõem de regulamentações, as quais estabelecem normas para a utilização prioritária do gás natural. Em períodos de escassez de suprimento de gás, tais documentos são aplicados de forma a beneficiar alguns segmentos em detrimento de outros.

Na Argentina, por exemplo, nos invernos mais rigorosos, os níveis de consumo do energético pelo mercado residencial elevam-se expressivamente em função de sua utilização para a calefação de ambientes.

Nestas ocasiões, quando a oferta de gás é inferior à demanda total (consideradas as restrições associadas ao sistema de transporte), prioriza-se o atendimento aos usuários residenciais em prejuízo dos demais segmentos.

---

<sup>19</sup> Com base na definição existente, depreende-se que a mesma não apresenta qualquer relação com a pressão ou a distância de transporte do gás natural.

Acentua-se, todavia, que tal critério é consensuado entre todos os agentes da cadeia de valor do gás e, ulteriormente, inserido no regulamento concernente ao despacho do mesmo.

No Brasil, por sua vez, não há, até o momento, qualquer norma que verse sobre dita questão, o que resulta, em grande parte, das dificuldades para o tratamento do tema, decorrentes das distintas competências regulatórias (federal e estadual).

O desenvolvimento de uma regulamentação com este fim exigiria não apenas (i) a articulação entre diversas instituições governamentais (ANP, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, agências reguladoras estaduais, dentre outras) e agentes de mercado, tais quais produtores, transportadores, carregadores, distribuidores e consumidores de distintos segmentos; como também (ii) o delineamento de uma fronteira precisa entre as atividades de transporte e distribuição, posto que a inexistência da mesma configura-se como um significativo obstáculo à determinação de regras de prioridade de despacho de gás a serem seguidas por transportadores e distribuidores em caso de restrição da oferta do energético ou da capacidade de transporte.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da análise dos Contratos de Concessão para a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, empreendida ao longo da presente Nota Técnica, faz-se oportuno tecer algumas considerações.

Em princípio, convém destacar que, salvo os Contratos ratificados nos Estados de São Paulo e, em menor escala, no Rio de Janeiro, os demais instrumentos delegatários do País restringem, sobremaneira, a competição na atividade de comercialização do gás natural.

Reputa-se necessária, portanto, a reavaliação criteriosa das Cláusulas que tratam de questões controversas, tais quais, prazos de concessão; metodologias empregadas no cálculo e reajuste das tarifas de distribuição; taxa de retorno das CDLs; metas de qualidade dos serviços prestados e de expansão das redes; separação contábil, jurídica e societária das atividades de distribuição e comercialização; barreiras à integração vertical; e “consumidor livre”, dentre outras.

Ademais, por meio do modelo contratual hoje prevalente, as agências reguladoras estaduais (ou as secretarias de Estado correspondentes) dispõem, apenas, de dois instrumentos para a penalização das concessionárias em caso de descumprimento de suas obrigações, quais sejam: (i) advertência; e (ii) intervenção. Logo, inexistente gradatividade de sanções.

Destarte, nítida está a necessidade de determinação, em instância federal, de regras básicas e requisitos mínimos a constarem de **todos** os Contratos de Concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado, assinados nas unidades federativas brasileiras.

Em adição, os referidos documentos deverão, mediante o estabelecimento de processos de negociação, sofrer alterações, de modo que sejam aprimorados e possam ser melhor fiscalizados e monitorados pelos órgãos reguladores competentes, não mais representando entraves ao desenvolvimento da indústria gasífera nacional.

No que concerne à dicotomia de responsabilidades regulatórias sobre a indústria brasileira de gás, é premente, conforme apontado na seção IV, a instituição de um regulamento que estabeleça critérios técnicos, com vistas a delimitar-se a fronteira entre as atividades de transporte e distribuição. Quanto à imprecisão do conceito de “serviços locais de gás canalizado”, constante da Legislação aplicável em vigor, identifica-se a necessidade de elaboração de uma definição tecnicamente clara da referida expressão.

Finalmente, dada a discussão em voga, faz-se oportuno sintetizar algumas ações, sugeridas ao longo desta Nota, as quais contribuiriam para a introdução da competição no mercado brasileiro de gás natural, a saber:

- (i) dados os extensos prazos de concessão, a avaliação periódica, pelos órgãos reguladores, do desempenho das CDLs na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado;

- (ii) a permissão de *by pass* comercial aos usuários finais por classe de consumo, a fim de que os mesmos optem por seus fornecedores de gás.
- (iii) a obrigatoriedade da separação contábil entre as atividades de distribuição e comercialização de gás, visando à transparência dos custos das CDLs, desagregados por segmento;
- (iv) a determinação de barreiras à integração vertical, a partir da restrição do fornecimento de gás para as empresas vinculadas às concessionárias, a um percentual previamente fixado do volume total de vendas, como observado no Estado de São Paulo;
- (v) a instituição de rigorosas metas de investimentos em expansão e melhoria das redes, bem como no aperfeiçoamento do atendimento aos distintos segmentos de consumo do gás;
- (vi) a adequação das taxas de retorno, para a remuneração das CDLs, originalmente previstas nos Contratos de Concessão;
- (vii) o estabelecimento de metas de qualidade dos serviços a serem prestados pelas concessionárias, enfocando-se a qualidade do produto e do serviço, a segurança do fornecimento e a qualidade do atendimento comercial;
- (viii) a revisão das metodologias de cálculo e reajuste das tarifas cobradas pelas distribuidoras aos consumidores finais;
- (ix) a definição técnica precisa do conceito “serviços locais de gás canalizado”, a constar da Legislação pertinente; e
- (x) a demarcação da fronteira entre as atividades de transporte e distribuição de gás natural, com o intuito de dirimirem-se dúvidas quanto às atribuições regulatórias da União e dos Estados brasileiros e evitarem-se conflitos de competência entre tais esferas de poder.