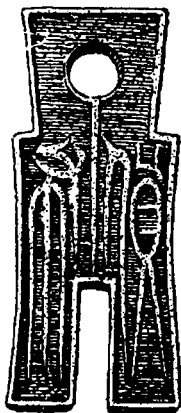


A importação brasileira de gás natural no contexto do Mercosul

**ADILSON DE OLIVEIRA
MÁRCIO SILVA DE ARAUJO***

The purpose of this paper is to evaluate the possibilities of natural gas import from Argentina or Bolivia to Brazil. It is possible to verify the existence of a consumption market that may become the importation of gas attractive. More than a simple trade deal, the construction of a gas duct may help to improve the existence of a future common market: the Mercosul.

1. INTRODUÇÃO



A idéia de integração nasce com Simon Bolívar, durante as lutas pela independência do continente latino-americano. Ela resurgiu logo após a criação da CEPAL, em 1948, fundamentando-se na teoria da industrialização por substituição de importações. A formação de um mercado latino-americano facilitaria o desenvolvimento industrial da região por substituição de importações.

A Associação Latino-Americana de Livre Comércio (ALALC) surgiu em 1960 nesse contexto. Os resultados conseguidos com a ALALC foram muito aquém dos esperados. Segundo Barrientos (1989), três fatores contribuíram para o relativo fracasso dessa associação: a disparidade de situações dos países da região; a natureza essencialmente mercantilista do processo de integração; e o pequeno grau de complementaridade das economias regionais.

Esse fraco desempenho levou à revisão do papel da ALALC, tendo sido sua atuação complementada por acordos de integração sub-regionais (Caricom, Pacto Andino, MCCA). Mais recentemente, com a criação em 1980 da Associação Latino-Americana de Integração (ALADI), os objetivos de integração regional tornaram-se menos ambiciosos, tendo sido estabelecidos Acordos de Alcance Parcial (AAP). Estes representam,

* Do Instituto de Economia Industrial da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

de certa forma, uma volta ao período anterior à ALALC; entretanto, é importante notar que esses acordos bilaterais estão agora subordinados às diretrizes da ALADI.

O Mercosul insere-se nessa nova orientação de política de integração latino-americana. Ele tem origem na *Declaração de Iguazu* (30/11/1985), assinada pelo Brasil e pela Argentina, tendo-se constituído em 26/3/91 através do *Tratado de Assunção*. O Mercosul pode ser interpretado como uma estratégia que pretende fortalecer a posição relativa dos seus países componentes, visando a sua inserção em condições mais favoráveis na economia mundial. Esse fortalecimento se faz tanto mais necessário quanto mais avança o processo de formação de blocos econômicos nos países industrializados.

Uma estratégia coordenada no plano energético é fundamental para o sucesso do Mercosul. De fato, o sistema energético desempenha papel fundamental no processo de desenvolvimento econômico (CCE, 1986). Ele pode atuar como a “avenida central” da integração econômica (Marcovitch, 1990), tanto pelos seus efeitos a montante como a jusante. A montante, o setor energético pode servir de instrumento de complementaridade dinâmica na indústria de bens de capital; a jusante, ele é peça essencial de competitividade sistêmica. No caso do Mercosul, a ampla disponibilidade de recursos energéticos tanto na Argentina (principalmente hidrocarbonetos) quanto no Brasil e no Paraguai (principalmente hidreletricidade) oferece oportunidades significativas para a coordenação de políticas industriais e energéticas que reduzam os custos de abastecimento e aumentem a confiabilidade dos respectivos sistemas energéticos nacionais. É importante salientar que a formulação de projetos energéticos conjuntos permite alavancar com maior facilidade os financiamentos necessários à sua execução.

Este trabalho analisa a viabilidade da importação de gás natural (GN) para abastecimento do mercado brasileiro. Ele toma como premissa a integração econômica dos países do Mercosul, sem contudo negligenciar oportunidades alternativas de importação desse combustível de outros países do continente (Bolívia). Três variáveis têm papel-chave na competitividade do GN importado: seu preço na fronteira, seu mercado (que define o custo de transporte) e seu custo de oportunidade. Dadas as significativas incertezas que envolvem essas variáveis, adotou-se neste trabalho a metodologia de cenários para estimar tanto o mercado potencial do GN quanto o preço do petróleo, que define o custo de oportunidade do GN importado.

Na seção seguinte, analisam-se as disponibilidades de gás para atender ao mercado brasileiro e o potencial de importações visando atender às regiões Sul e Sudeste do Brasil. Na terceira seção, estuda-se o custo de transporte do GN segundo três traçados e analisam-se evolução e cenários de preço do petróleo, cujos derivados são os principais concorrentes do GN. A última seção procura indicar os principais fatores que podem influenciar o processo de negociação quanto à construção de gasoduto, conectando os países do Mercosul.

2. GÁS NATURAL: DISPONIBILIDADE E MERCADO

Argentina e Bolívia são os dois potenciais fornecedores de GN ao Brasil, através de gasodutos. No caso boliviano, as reservas são relativamente limitadas (Tabela 1); é preciso notar, contudo, que seu consumo desse combustível é praticamente irrelevante, sendo a maior parte da sua produção exportada para a Argentina ou simplesmente

reinjetada nos campos. A Argentina se destaca por suas amplas reservas, que são suficientes para cobrir a relativamente ampla demanda interna e atender a mercados externos (Brandt,1988). As reservas brasileiras são relativamente pequenas; porém, existem expectativas de crescimento significativo dessas reservas. Uruguai e Paraguai não apresentam potencial significativo de reservas.

TABELA 1
Reservas e produção de gás natural - 1990

Países	Reservas (bilhões m ³)	Produção (bilhões m ³ /ano)	R/P (anos)
Argentina	744	23,6	31,5
Bolívia	118	5,9	20,0
Brasil	115	5,3	21,7
Total	977	34,8	28,1

Fonte: Olade (1991).

Atualmente, Paraguai e Uruguai não apresentam reservas nem consomem GN. O mercado potencial desses dois países, somados, é inferior a 2 milhões de m³/dia (IGR,1990; Guzman,1986). Todavia, a Argentina é um grande consumidor de GN.¹ Estima-se, para o ano 2000, que seu consumo deverá atingir 100 milhões de m³/dia (Brandt,1988). No Brasil, o consumo de GN é ainda incipiente (cerca de 2% do balanço energético), porém existe um grande mercado potencial.²

Estima-se que as bacias brasileiras possam produzir, em 1995, entre 34,8 e 40,3 milhões de m³/dia, dependendo do cenário adotado (Tabela 2). É importante notar que nem toda essa produção está disponível para o consumo; parte desse GN será consumido pela própria Petrobrás na recuperação de óleo e nas suas refinarias. Dessa forma, a disponibilidade de GN para atender à demanda potencial limitar-se-ia a volumes que oscilam entre 20,5 e 24,1 milhões de m³/dia. A situação tende a melhorar

TABELA 2
Estimativas de produção e disponibilidade para o GN
(10⁶ m³/dia)

	Produção total		Disponibilidade	
	1995	2000	1995	2000
HB				
Brasil	34,8	33,8	20,5	20,6
N + NE	16,5	16,6	11,4	10,5
S + SE	18,3	17,2	9,1	10,1
H2				
Brasil	40,3	66,7	24,1	44,9
N + NE	19,4	31,2	13,1	22,1
S + SE	20,9	35,5	11,0	22,8

Fonte: Petrobrás/Depro.

¹ Essa fonte primária de energia representa cerca de 40% do seu balanço energético.

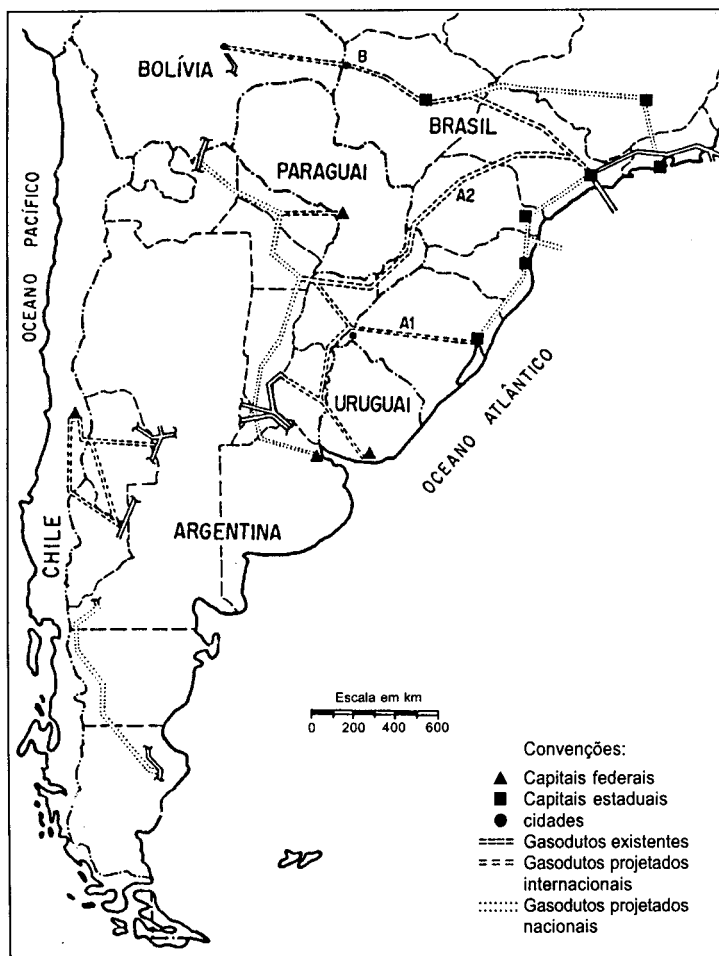
² O Plano Nacional do Gás (Plangás) estimou em 84,7 milhões de m³/dia o mercado potencial dessa fonte de energia para o horizonte de 1995 (MME, 1988). Contudo, a falta de uma política para o GN acabou frustrando essa expectativa.

no longo prazo, porém ainda assim as disponibilidades para o ano 2000 (entre 20,6 e 44,9 milhões de m³/dia) seriam insuficientes para atender à demanda estimada. Portanto, a importação de GN parece ser uma necessidade para o País.

Neste trabalho assume-se que a importação de GN visa suprir inicialmente as demandas das regiões Sul e Sudeste do País. De fato, a produção de GN das regiões Norte e Nordeste é suficiente para atender a esses mercados no horizonte de tempo em estudo (MME,1988). Nessas condições, o gás boliviano se destinaria essencialmente ao mercado paulista, enquanto o GN argentino, além de abastecer o mercado de São Paulo, seria orientado também para o abastecimento dos estados do Sul do País.

Os traçados de gasoduto em estudo atualmente, visando à importação de GN, têm como destino final o mercado paulista; eles se diferenciam quanto ao caminho a ser percorrido entre o país exportador e a cidade de São Paulo. Neste estudo, optou-se por três traçados (Figura 1), que, do nosso ponto de vista, permitem suprir o consumo

FIGURA 1
Cone Sul — rede de gasodutos projetados



dos mercados mais importantes das regiões brasileiras: dois vindos da Argentina (traçados A1 e A2) e um vindo da Bolívia (traçado B). O traçado A1 começa em Uruguaiana (RS), vai a Porto Alegre e daí segue pelo litoral até chegar a São Paulo. O traçado A2 se inicia em Foz do Iguaçu (PR), seguindo pelo interior do Paraná e do estado de São Paulo até a cidade de São Paulo. Finalmente, o traçado B nasce em Corumbá (MS), seguindo diretamente para a capital paulista.

Os mercados potenciais do GN estão atualmente sendo atendidos por diversas fontes de energia. As principais fontes energéticas a serem substituídas são o óleo combustível (OC), a lenha (L) e o carvão vegetal (CV), no setor industrial; a eletricidade (EE) e o GLP, no setor residencial; o óleo diesel (OD), no transporte coletivo urbano; o álcool e a gasolina, nos táxis. No caso do OC, do OD e do GLP, utilizaram-se como base para as estimativas de consumo futuro as previsões de consumo (para 1995 e 2000) do cenário de referência da Petrobrás para as cidades que se encontram na esfera de influência desses gasodutos. Nos casos do OC e do GLP, estimaram-se as frações consumidas respectivamente pela indústria e pelas residências com base no comportamento estatístico dos últimos dez anos. No caso do OD, adotou-se metodologia semelhante para estimar a fração consumida pelo setor transportes, sendo 12% a parcela consumida pelos ônibus urbanos (Azevedo, 1977).

No caso da eletricidade, os dados de consumo de eletricidade para aquecimento d'água (Eletrobrás, 1988) e de consumo específico de GLP para cocção em cada uma das regiões (Rosa, 1984) permitiram estimar o consumo de GN. No caso do CV e da lenha, utilizaram-se estudos da demanda de GN feitos por organismos regionais (COPEL, 1990; CELESC, 1990; SEEMC, 1990), complementados com estimativas próprias, com base nos balanços energéticos estaduais nos casos de São Paulo e Mato Grosso do Sul. O consumo de GN nos táxis é obtido através da disponibilidade de oferta das estações de compressão após ter sido totalmente atendida a demanda dos ônibus urbanos.

Em seguida, estipulou-se para cada um desses *mercados teóricos* as taxas de penetração do GN para os anos 1995 e 2000.³ Os volumes diários resultantes para esses horizontes, segundo o cenário de *Mercado Provável* (após o deslocamento de mercado de parte dos mercados estimados futuros dos energéticos concorrentes), encontram-se resumidos na Tabela 3.

TABELA 3
Mercados estimados

Traçado	Mercado teórico		Mercado provável	
	1995	2000	1995	2000
	(10 ⁶ m ³ /d)		(10 ⁶ m ³ /d)	
A1	10,8	12,2	4,3	8,8
A2	9,3	10,9	3,7	8,0
B	9,3	10,9	3,7	7,9

Fonte: Araujo (1992).

³ Em Araujo (1992), essa metodologia de cenarização de mercados encontra-se mais detalhada. Cabe destacar, contudo, que foram estimados dois tipos de cenário: o *teórico*, que considera um deslocamento total dos energéticos existentes pelo GN, e o *provável*, que embute apenas o deslocamento de uma fatia de mercado em função do energético em questão.

3. CUSTOS DE TRANSPORTE E DE OPORTUNIDADE DO GÁS NATURAL

A determinação da viabilidade da compra do GN por parte de um país não é trivial. Não apenas os fatores técnico-econômicos, mas também as implicações estratégicas e políticas são relevantes.

Os investimentos necessários para a viabilização de um projeto de transporte de GN têm longo prazo de maturação. A estabilidade nos preços do GN reduz o risco do projeto de um gasoduto; contudo, o GN concorre com outras fontes energéticas, principalmente com derivados de petróleo. Os preços desses derivados caracterizam-se pela sua instabilidade; dessa forma, para se obterem preços mais estáveis para o GN procura-se indexar seu preço a um conjunto de produtos nos quais se incluem os preços dos energéticos concorrentes.

Segundo Percebois (1986), produtores e consumidores possuem posições conflitantes no que se refere à partição da renda gasífera. Os países exportadores de gás procuram preços o mais próximo possível da paridade de preços CIF entre o óleo cru e o gás. Nesse caso limite, os importadores perderiam sua parcela de renda diferencial entre esses dois energéticos. Os países importadores, por sua vez, procuram uma equivalência em nível de consumidor final.

A história das negociações entre Brasil e Argentina para a compra de GN pode ser enquadrada em um esquema semelhante a esse. A Argentina oferece o gás a um preço na fronteira (FOB) de US\$ 2,10/MBTU. O Brasil, por sua parte, quer como preço o equivalente ao do óleo combustível com 3,5% de enxofre no mercado de Rotterdam, deduzidos os custos de frete e de melhoria de qualidade do OC para esse mercado.⁴ Nesses termos, o preço em Porto Alegre seria de US\$ 1,50/MBTU, ou US\$ 0,53/MBTU na fronteira:

A partir do exposto, verifica-se a importância de três variáveis na análise de viabilidade para qualquer proposta de compra de GN: seu preço no mercado consumidor, seu preço na fronteira e seu custo de transporte. Essas variáveis-chave, por sua vez, dependem de determinados parâmetros e circunstâncias. Alguns desses parâmetros podem ser arbitrados, outros requerem uma análise mais cuidadosa, com o uso de cenários e de um estudo de sensibilidade.

Em nosso estudo, calculou-se o custo de transporte de gás para as três alternativas de traçado adotadas no estudo de mercado. Adotaram-se também três cenários de consumo para cada traçado, com taxas de crescimento de 3%, 5% e 7% a.a., a partir do ano 2000. Para o período 1995-2000, utilizaram-se os volumes obtidos para o cenário de mercado provável nesses anos, interpolando-se os valores referentes aos anos entre 1995 e 2000 (Figuras 2, 3 e 4).

Ainda, para cada cenário de consumo, estimaram-se quatro taxas de desconto (5%, 8%, 10% e 15% a.a.), obtendo-se assim um leque de possibilidades de financiamento para os projetos. Para o tempo de vida útil adotou-se um único período: 20 anos. Esse horizonte apresenta-se como conservador para esse tipo de empreendimento, visto existirem casos em que a vida útil da tubulação pode chegar a 30 anos.

⁴ A opção brasileira para a alocação do OC deslocado seria a exportação.

FIGURA 2
Projeções de consumo — Traçado A1

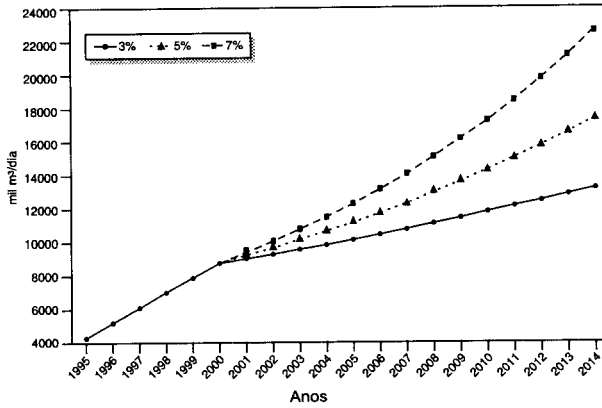


FIGURA 3
Projeções de consumo — Traçado A2

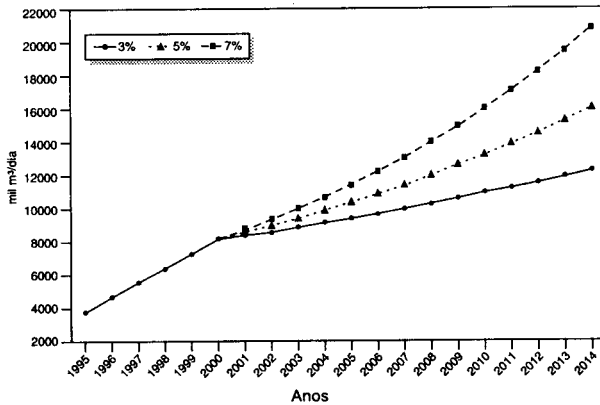
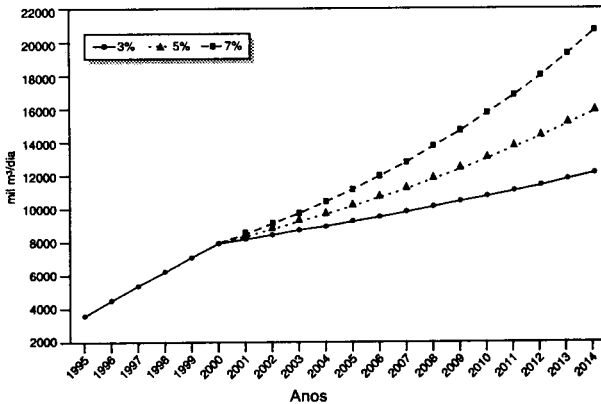


FIGURA 4
Projeções de consumo — Traçado B



3.1 Avaliação do custo de transporte

Quatro itens são determinantes no cálculo do custo de transporte do GN via gasoduto: (i) a extensão do gasoduto — associada ao seu traçado; (ii) o diâmetro e a espessura da tubulação — associados ao volume de transporte e a pressão de projeto; (iii) a instalação do gasoduto — função das características de solo e relevo, assim como do tipo de ocupação da faixa de terreno ao longo do traçado; e (iv) a taxa de desconto utilizada para atualizar despesas futuras.

A Tabela 4 apresenta estimativa de custo de transporte do GN para os traçados anteriormente sugeridos. Nesses cálculos, chegou-se a um custo técnico de construção do gasoduto da ordem de US\$ 20,000/km.pol, valor considerado razoável como primeira estimativa para projetos desse tipo.⁵ No caso do traçado A1 foram consideradas duas alternativas: reduzir o diâmetro nas primeiras etapas do gasoduto (A1 c/r) e construir um gasoduto com diâmetro único ao longo de todo o traçado (A1 s/r). Neste último caso, o custo de transporte do GN aumenta, porém abre-se a possibilidade de se utilizar o excedente de capacidade do gasoduto como sistema de estocagem de GN. A diferença de custos entre as duas opções de execução do traçado A1 reflete um custo de armazenamento adicional embutido no gasoduto sem redução de diâmetro. Esse diferencial de custo varia de US\$ 0,06 a US\$ 0,17/MBTU transportado, conforme a taxa de desconto e o cenário de mercado adotados (Tabela 4).

TABELA 4
Custos econômicos do transporte do GN
(US\$/10⁶ BTU)

Taxa de cresc. do cons.: 3% a.a.				
Traçado	5	Taxa de desconto (%)		
		8	10	15
A1 c/r	0,94	1,19	1,39	1,96
A1 s/r	1,02	1,29	1,50	2,13
A2	0,70	0,89	1,03	1,46
B	0,90	1,14	1,32	1,87
Taxa de cresc. do cons.: 5% a.a.				
Traçado	5	Taxa de desconto (%)		
		8	10	15
A1 c/r	0,87	1,11	1,30	1,86
A1 s/r	0,93	1,19	1,40	2,02
A2	0,65	0,83	0,97	1,39
B	0,83	1,05	1,23	1,77
Taxa de cresc. do cons.: 7% a.a.				
Traçado	5	Taxa de desconto (%)		
		8	10	15
A1 c/r	0,81	1,04	1,22	1,77
A1 s/r	0,87	1,11	1,31	1,91
A2	0,61	0,78	0,91	1,32
B	0,79	1,00	1,17	1,69

Notas: c/r - com redução de diâmetro; s/r - sem redução de diâmetro.

⁵ A um custo de instalação, mais direitos de passagem, de US\$ 10,000/km.pol (cf. César Tavares - Petrobrás) somam-se o custo da tubulação de US\$ 1,300/t (cf. CONFAB e EBSE), e o custo das estações recompressoras, de US\$ 1,300/HP (cf. Petrobrás). Maiores detalhes em Araujo (1992).

A Tabela 5 resume as características dos gasodutos com menores custos (US\$/10⁶ BTU) e que são capazes de absorver o crescimento anual de consumo de 7% a.a., a partir do ano 2000. É interessante notar que os gasodutos mais econômicos são os que apresentam um nível alto de potência de compressão. Isso ocorre porque o peso do item tubulação é determinante no custo total do gasoduto: como o custo da tubulação é proporcional à espessura dos tubos, uma diminuição importante dos custos de transporte de GN pode ser obtida caso a indústria siderúrgica consiga aços com tensões de escoamento mais altas (isto é, aços com espessuras menores mas com as mesmas características de resistência).

TABELA 5
Características dos gasodutos mais econômicos

Traçado	Diâmetro (pol)	Nº est. compres.	Cap. transp. (10 ⁶ m ³ /d)	Extens. ^(a) (km)	Invest. ^(b) (bil.US\$)
A1 s/r	28	20	26,7	2.112	2,017
A1 c/r	28/26/24	23	26,7	2.112	1,774
A2	26	15	22,2	1.305	1,159
B	26	20	22,2	1.540	1,512

(a) A extensão, além do tronco principal, inclui possíveis ramais.

(b) Os investimentos incluem os gastos com acréscimos necessários de estações recompressoras durante a vida útil do projeto.

Entre as três alternativas de traçado, a A2 (entrada no Brasil na cidade de Foz de Iguaçu) apresenta-se como a mais econômica, por ser sua extensão significativamente menor que a das outras alternativas. Contudo, há que se ter em conta o custo de transporte desse GN no território argentino. Caso o mercado existente no lado argentino torne viável colocar o GN na fronteira de Foz de Iguaçu em condições de custo similares às de Livramento, obviamente esta será a solução mais econômica para atender ao mercado de São Paulo. Em outras circunstâncias, cabe analisar se o custo adicional a ser pago na fronteira não compensa o maior custo dos traçados A1 ou B. O traçado A1 com redução de diâmetro apresenta-se com custo um pouco maior que o do traçado B. Porém, caso se opte por manter um mesmo diâmetro ao longo do gasoduto A1, o custo unitário de transporte pode aumentar em quase 9%, sendo o maior custo entre todas as alternativas. A diferença de custo de transporte entre os traçados A2 e B pode variar entre US\$ 0,18 e US\$ 0,41/MBTU.

Outros aspectos considerados na determinação do custo de transporte são as taxas de crescimento do consumo do GN importado e as taxas de desconto possíveis para o projeto. A relevância desses fatores pode ser avaliada através de uma rápida análise de sensibilidade dos custos em relação a esses parâmetros. Caso a previsão de consumo futuro siga uma taxa de crescimento de 3% a.a., em vez de 7% a.a., verifica-se (Tabela 6) que, para uma taxa de desconto de 5% a.a., o aumento do custo de transporte varia de 14% a 17%, conforme o traçado adotado. Para uma taxa de desconto de 15% a.a., o aumento do custo é de aproximadamente 11%, ou seja, um aumento de custo de mais de 2% para cada ponto porcentual de queda na projeção do consumo futuro.

TABELA 6
Razões entre os custos de transporte com
taxas de crescimento de consumo de 3% e 7% a.a. (%)

Traçado	Taxa de desconto (%)			
	5	8	10	15
A1 c/r	116	114	114	111
A1 s/r	117	116	115	112
A2	115	114	113	111
B	114	114	113	111

Tomando-se como referência uma taxa de crescimento de consumo de 5% a.a., pode-se realizar o mesmo tipo de análise para as taxas de desconto adotadas (Tabela 7). Nesse caso, o aumento da taxa de desconto de 5% para 10% a.a. representa um aumento de cerca de 50% no custo de transporte. Se o aumento dessa taxa for para 15% a.a., o aumento no custo de transporte variará de 113% a 117%. Em resumo, para cada ponto porcentual de aumento na taxa de desconto, aumenta-se em aproximadamente 10% o custo de transporte.

Esses elementos sugerem que a utilização de uma taxa de desconto baixa, associada a uma perspectiva de mercado futuro com taxas de crescimento significativas, faz com que o custo de transporte diminua. Observa-se ainda que, apesar de a estimativa de mercado futuro influenciar esse custo, a taxa de desconto possui maior peso nessa determinação. Na realidade, a relação custo de transporte — mercado é uma via de mão dupla, uma vez que, caso o custo do gasoduto seja baixo, há condições de uma maior penetração do GN nesse mercado, pois seu preço será mais competitivo. Dessa forma, a taxa de desconto a ser adotada pode assumir o papel principal na viabilização do transporte de GN.

TABELA 7
Razões entre os custos de transporte com
diversas taxas de desconto em relação à taxa de 5% a.a. (%)

Traçado	Taxa de desconto (%)			
	5	8	10	15
A1 c/r	100	128	149	214
A1 s/r	100	128	151	217
A2	100	128	149	214
B	100	127	148	213

A Petrobrás adota 15% como taxa de desconto em seus investimentos. Taxa tão elevada se justifica em projetos que envolvem riscos elevados, como é o caso de exploração em *off-shore*. No caso de gasodutos, trata-se de um projeto de infra-estrutura com riscos relativamente baixos, que se limitam a uma correta avaliação de mercado e à certificação da disponibilidade de reservas. No caso em questão, as duas variáveis estão bem calibradas, não existindo dúvidas quanto à disponibilidade de GN tanto na Argentina quanto na Bolívia, ou à existência de amplo mercado potencial para o GN. A variável-chave que falta equacionar é o preço desse combustível na fronteira, e que definirá o seu preço para o consumidor final. Nesse sentido, pode-se argumentar que é razoável a adoção de menor taxa de desconto no cálculo do custo de transporte.

3.2 Determinação do preço do GN importado na fronteira

Na determinação do preço de compra do GN devem ser considerados três pontos de referência: o primeiro é o dos energéticos tomados como referência para o preço do GN. Outro ponto refere-se ao local de referência do preço, ao qual deve-se acrescentar ou subtrair o custo de transporte. O terceiro é temporal e consiste em estimar como se comportará o preço do GN ao longo do horizonte do projeto para se obter um preço para o GN no período. A consideração das possibilidades de custos de transporte associadas aos respectivos preços fornece um mosaico de circunstâncias que abre amplas possibilidades de negociação entre os países exportador e importador.

Quase sempre, o custo de oportunidade do GN é estimado com base no principal energético a ser substituído. No nosso caso, o óleo combustível deverá ser deslocado pelo GN importado, sendo seu preço no mercado internacional a melhor referência. Para melhor calibrar essa informação é interessante comparar esse valor com o valor CIF do GN importado nos países industrializados⁶. É importante notar que a expectativa nesses países é de uma acentuada elevação no preço do GN no futuro: US\$ 4,00 a US\$ 4,10 por milhão de BTU no horizonte 2010 (Dumort & Guilmot, 1990).

Neste trabalho optou-se pela avaliação dessas duas possibilidades. Na primeira, foi adotado para o GN o preço praticado no mercado de Rotterdam para o OC com 1% de enxofre, majorado em mais 10%. Isso equivale a US\$ 2,51/MBTU. Na segunda possibilidade, tomou-se como referência o preço atualmente praticado no mercado internacional para o GN, adotando-se o preço praticado na CEE de US\$ 2,67/MBTU (superior ao da referência OC).

Dentro dessa análise, podem ser colocados três locais de referência para o cálculo do preço possível de ser aceito pelo país. O primeiro nível teria o preço do GN equivalente ao do OC na fronteira entre os dois países; essa posição reflete um equilíbrio de forças entre as partes envolvidas.⁷ No outro extremo, o local de referência seria o mercado final do energético substituído; nesse caso, o custo de oportunidade do GN é o do óleo combustível colocado no mercado de Rotterdam.⁸ Essa hipótese de trabalho é obviamente pessimista, pois não contempla o uso do óleo combustível em outros mercados no Brasil, sua conversão em derivados médios e leves ou seu uso em geração termelétrica. A terceira alternativa, intermediária, considera o preço para GN nos mercados consumidores. Uma vez que a cidade de São Paulo apresenta-se como principal mercado, adotou-se este como sendo o local de referência para o preço negociado do gás. Deduzindo-se desse preço o custo de transporte da fronteira até São Paulo, chega-se a um preço de fronteira para o GN (preço no *city gate*⁹). O preço na fronteira variará de acordo com o traçado, a taxa de desconto e a taxa de crescimento de consumo que poderá ocorrer após o ano 2000.

Resta estimar a evolução desse preço no tempo. A instabilidade no preço do petróleo, preço diretor no mercado energético, é uma variável que completa essa tarefa.

⁶ Esse valor foi de US\$ 2,67 e US\$ 2,08 por milhão de BTU na Europa e nos Estados Unidos, respectivamente, em 1990 (OCDE/IEA, 1990).

⁷ Esse foi o esquema adotado entre Argentina e Bolívia, que posteriormente não se mostrou satisfatório para a Argentina.

⁸ Preço do OC com 3% de enxofre no mercado de Rotterdam, deduzido o custo de transporte desse óleo das refinarias brasileiras até esse mercado europeu.

⁹ Esse é o preço de entrega ao distribuidor de gás. Ou seja, não inclui possíveis custos de distribuição.

Após atingir o pico de US\$ 36/barril no final da década de 70, o preço do petróleo caiu na segunda metade da década de 80, permanecendo atualmente no patamar US\$ 16-18/barril. Caso não ocorra algum evento político que inviabilize a manutenção do fluxo de petróleo do Oriente Médio, pode-se esperar um preço para óleo na faixa dos US\$ 18 a US\$ 20/barril para o restante da década de 90. “A prazo mais longo, a partir do ano 2000, as expectativas são menos firmes, sendo antecipadas possíveis evoluções diferenciadas” (Oliveira, 1992).

Com base nessas considerações, adotou-se como referência para o médio e longo prazos o estudo de cenarização de preços de Dumort & Guilmot (1990). Nesse estudo, são feitos três cenários de evolução de preços para o petróleo e também três cenários para o GN. Esses cenários são resultantes de três cenários econômicos. No chamado cenário 1 (de referência), prevê-se uma resolução progressiva das tensões financeiras e um equilíbrio na balança de pagamentos dos Estados Unidos, além de outros pontos. Nesse cenário, o PIB mundial teria uma taxa média de crescimento de 3% a.a. até o ano 2010. Os cenários alternativos 2 e 3 prevêem forte crescimento econômico até o ano 2000: 3,5 % a.a. para os países da OCDE e 4,5 % a.a. para os outros países do mundo. Entretanto, esses crescimentos não se manteriam para o período 2000-2010, caindo em aproximadamente 1 e 1/2 ponto porcentual para os cenários 2 e 3, respectivamente.

Os cenários de preços de energéticos correspondentes merecem algumas observações. O preço do GN deve acompanhar o do petróleo a médio prazo, porém, nos cenários 1 e 2 para GN é previsto um “descolamento” em relação ao preço do petróleo no longo prazo. No cenário 3, devido a uma política de utilização racional da energia, associada a uma substituição crescente dos produtos petrolíferos na zona da OCDE, prevêem-se para 2010 preços próximos dos níveis atuais.

Em nosso trabalho, resolvemos adotar preços iniciais de referência similares aos atuais, tanto para o OC com 1% de enxofre quanto para o GN. No primeiro caso, formulamos três cenários de evolução do preço com base no trabalho de Dumort & Guilmot (Figura 5), no segundo formulamos três cenários com base no mesmo trabalho e um quarto adotando como hipótese preço estabilizado nos próximos 20 anos (Figura 6). A Tabela 8 apresenta os preços (no *city gate*) descontados e ponderados para os três cenários de preço e três cenários de crescimento do consumo para quatro taxas de desconto (5%, 8%, 10% e 15%).

Os valores da Tabela 8, diminuídos dos custos de transporte (Tabela 4) para cada um dos traçados, oferecem-nos uma estimativa do preço máximo que poderia ser pago na fronteira pelo GN importado da Argentina e da Bolívia (Tabela 9). Os resultados são muito interessantes:

(i.) Na hipótese de o preço do GN no mercado consumidor brasileiro permanecer pelos máximos 20 anos no patamar do preço atualmente praticado na Europa, a única possibilidade de ser pago um preço na fronteira próximo ao desejado pelos argentinos (US\$ 2,10/MBTU) estaria na utilização de uma taxa de desconto de 5% e no forte crescimento do mercado (7% a.a.). Em qualquer outra circunstância, o preço a ser pago na fronteira teria que ser substancialmente reduzido. Na pior circunstância (taxa de desconto de 15%, gasoduto entrando pelo sul - traçado A1, sem redução de diâmetro de gasoduto, e mercado crescendo 3% a.a.), o preço na fronteira se reduz a US\$ 0,54/MBTU.

FIGURA 5

Cenários de preço para o GN — \$ de referência: \$OC 1%\$ + 10%

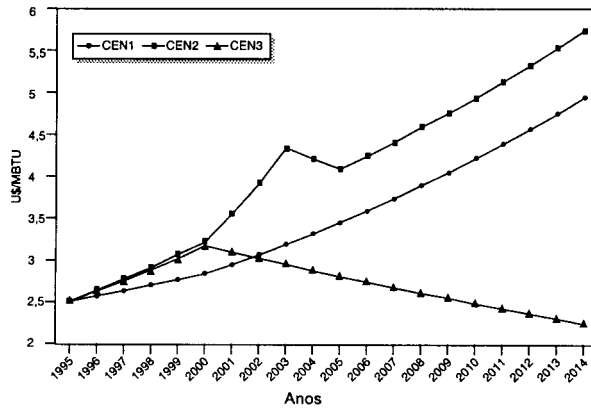


FIGURA 6

Cenários de preço para o GN — \$ de referência: \$GN — CEE

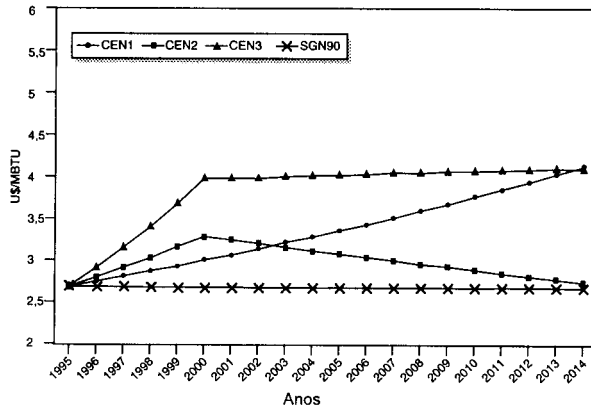


TABELA 8

Preços médios para o GN no city-gate em função dos cenários de preço (US\$/10⁶ BTU)

Traçado A1

Ano refer.: 1995

Taxa de desconto (%)	Taxa (% a.a.)	OC			GN			GN \$ const.
		1	2	3	1	2	3	
5	3,0	3,52	4,13	2,76	3,34	3,83	2,99	2,67
	5,0	3,59	4,21	2,75	3,38	3,86	2,99	2,67
	7,0	3,66	4,29	2,73	3,41	3,88	2,98	2,67
8	3,0	3,41	3,98	2,79	3,27	3,79	3,00	2,67
	5,0	3,48	4,06	2,77	3,31	3,81	3,00	2,67
	7,0	3,54	4,15	2,75	3,35	3,83	2,99	2,67
10	3,0	3,34	3,89	2,80	3,23	3,75	3,01	2,67
	5,0	3,40	3,97	2,79	3,27	3,78	3,00	2,67
	7,0	3,46	4,05	2,77	3,30	3,80	2,99	2,67
15	3,0	3,18	3,68	2,82	3,14	3,67	3,01	2,67
	5,0	3,24	3,75	2,81	3,17	3,69	3,01	2,67
	7,0	3,29	3,82	2,80	3,20	3,71	3,00	2,67

TABELA 9
Preços do GN na fronteira em função dos cenários de preço (US\$/10⁶ BTU)

Taxa 5%								
Traçado	Taxa	OC			GN			GN
	(% a.a.)	1	2	3	1	2	3	\$ const.
A1 c/r	3,0	2,58	3,19	1,82	2,40	2,89	2,05	1,73
	5,0	2,72	3,34	1,88	2,51	2,99	2,12	1,80
	7,0	2,85	3,48	1,92	2,60	3,07	2,17	1,86
A1 s/r	3,0	2,50	3,11	1,74	2,32	2,81	1,97	1,65
	5,0	2,66	3,28	1,82	2,45	2,93	2,06	1,74
	7,0	2,79	3,42	1,86	2,54	3,01	2,11	1,80
A2	3,0	2,83	3,43	2,06	2,64	3,14	2,30	1,97
	5,0	2,95	3,57	2,10	2,73	3,21	2,34	2,02
	7,0	3,06	3,69	2,12	2,81	3,27	2,37	2,06
B	3,0	2,63	3,23	1,86	2,44	2,94	2,10	1,77
	5,0	2,77	3,39	1,92	2,55	3,03	2,16	1,84
	7,0	2,87	3,51	1,94	2,63	3,09	2,19	1,88
Taxa 8%								
Traçado	Taxa	OC			GN			GN
	(% a.a.)	1	2	3	1	2	3	\$ const.
A1 c/r	3,0	2,22	2,79	1,60	2,08	2,60	1,81	1,48
	5,0	2,37	2,95	1,66	2,20	2,70	1,89	1,56
	7,0	2,50	3,11	1,71	2,31	2,79	1,95	1,63
A1 s/r	3,0	2,12	2,69	1,50	1,98	2,50	1,71	1,38
	5,0	2,29	2,87	1,58	2,12	2,62	1,81	1,48
	7,0	2,43	3,04	1,64	2,24	2,72	1,88	1,56
A2	3,0	2,52	3,10	1,90	2,39	2,90	2,11	1,78
	5,0	2,65	3,24	1,94	2,48	2,98	2,17	1,84
	7,0	2,77	3,37	1,97	2,57	3,05	2,21	1,89
B	3,0	2,27	2,85	1,65	2,14	2,65	1,86	1,53
	5,0	2,43	3,02	1,72	2,26	2,76	1,95	1,62
	7,0	2,55	3,15	1,75	2,35	2,83	1,99	1,67
Taxa 10%								
Traçado	Taxa	OC			GN			GN
	(% a.a.)	1	2	3	1	2	3	\$ const.
A1 c/r	3,0	1,95	2,50	1,41	1,84	2,36	1,62	1,28
	5,0	2,10	2,67	1,49	1,97	2,48	1,70	1,37
	7,0	2,24	2,83	1,55	2,08	2,58	1,77	1,45
A1 s/r	3,0	1,84	2,39	1,30	1,73	2,25	1,51	1,17
	5,0	2,00	2,57	1,39	1,87	2,38	1,60	1,27
	7,0	2,15	2,74	1,46	1,99	2,49	1,68	1,36
A2	3,0	2,31	2,87	1,77	2,21	2,73	1,98	1,64
	5,0	2,44	3,01	1,82	2,30	2,81	2,03	1,70
	7,0	2,56	3,14	1,86	2,40	2,89	2,08	1,76
B	3,0	2,02	2,58	1,48	1,92	2,44	1,69	1,35
	5,0	2,18	2,75	1,56	2,04	2,55	1,77	1,44
	7,0	2,30	2,88	1,60	2,14	2,63	1,82	1,50
Taxa 15%								
Traçado	Taxa	OC			GN			GN
	(% a.a.)	1	2	3	1	2	3	\$ const.
A1 c/r	3,0	1,22	1,72	0,86	1,18	1,71	1,05	0,71
	5,0	1,38	1,89	0,95	1,31	1,83	1,15	0,81
	7,0	1,52	2,05	1,03	1,43	1,94	1,23	0,90
A1 s/r	3,0	1,05	1,55	0,69	1,01	1,54	0,88	0,54
	5,0	1,22	1,73	0,79	1,15	1,67	0,99	0,65
	7,0	1,38	1,91	0,89	1,29	1,80	1,09	0,76
A2	3,0	1,73	2,23	1,36	1,68	2,21	1,55	1,21
	5,0	1,85	2,37	1,42	1,78	2,31	1,62	1,28
	7,0	1,97	2,51	1,48	1,88	2,40	1,68	1,35
B	3,0	1,32	1,82	0,95	1,27	1,80	1,14	0,80
	5,0	1,47	1,98	1,04	1,40	1,93	1,24	0,90
	7,0	1,60	2,13	1,11	1,51	2,03	1,31	0,98

(ii.) A adoção de uma taxa de desconto moderada (8% a 10%) indica a possibilidade de se obterem preços na fronteira que estão muito próximos do desejado pelos argentinos. Nos cenários em que ocorre uma elevação substancial no preço do OC, os argentinos obteriam um preço na fronteira para o seu GN próximo ao desejado, mesmo na hipótese de um crescimento moderado do consumo. Por outro lado, caso não ocorra movimento substancial no preço do OC, o preço de fronteira seria menor que o desejado por esse país exportador.

(iii.) A adoção de um cenário paulatino e moderado no preço do OC (cenário 1) entre 1995 e 2014 permite oferecer aos nossos fornecedores de GN um preço de fronteira próximo ao desejado pelos argentinos na fronteira sul do País, caso seja adotada uma política de forte ampliação do mercado de GN e seja aceita uma taxa de desconto moderada de 10%.

Do exposto acima, fica claro que tanto a taxa de desconto quanto o preço do óleo combustível são variáveis-chave na economicidade do GN importado. Essas variáveis definem o preço de fronteira do GN, sendo este determinante na rentabilidade de extração do GN e na competitividade do GN nos mercados consumidores. Essas variáveis não são, contudo, variáveis independentes. De fato, a possibilidade de forte oscilação no preço do OC (ditada por uma alta no preço do petróleo) é um forte risco para o importador de GN caso seu preço na fronteira esteja indexado sobre o do OC. Por outro lado, ao exportador do GN não interessaria vender o seu GN a preços fixos, dado que na eventualidade de elevação no preço do OC suas perdas econômicas podem ser significativas.

Essa situação sugere a possibilidade de adoção de uma taxa de desconto mais baixa pelo importador no cálculo do custo de seu gasoduto sempre que o exportador estiver disposto a oferecer um mecanismo de indexação no preço de fronteira do GN que o proteja do risco de uma eventual elevação brutal no preço do OC. Dessa forma, exportador e importador estariam repartindo o risco de fortes flutuações no preço do GN.

Também fica claro que o crescimento do consumo de GN é um fator importante na definição do preço de fronteira. Aqui, a adoção de uma política de preços na fronteira com elevação paulatina, porém se iniciando com preços relativamente baixos, pode ser um mecanismo de viabilização do projeto. A contrapartida para um preço inicial relativamente baixo pode ser o compromisso de aquisição de quantidades crescentes de GN em ritmo bastante acelerado. Dessa forma, seriam criadas as condições para a rápida difusão do uso do GN nos mercados consumidores.

4. CONCLUSÃO

Argentina, Bolívia e Brasil têm todo o interesse em encontrar uma fórmula adequada que estabeleça um preço de fronteira equitativo para o GN. O mercado potencial para o GN no Brasil é muito significativo, e as reservas nos países vizinhos são muito grandes. A dinamização do mercado regional decorrente da construção de infraestrutura gasífera será substancial. Do ponto de vista brasileiro, o GN oferece a oportunidade de uma melhoria substancial de sua competitividade industrial com o acesso a um combustível limpo e relativamente barato.

As negociações quanto à importação do GN devem, contudo, ser conduzidas com amplitude, não se limitando apenas ao preço na fronteira. O importante é estabelecer uma fórmula de indexação do preço de fronteira e um regime de expansão do consumo que permitam reduzir os riscos do exportador e do importador no projeto. É preciso ter presente que gasodutos são projetados com longos prazos de maturação, que na prática redundam na comunhão de interesses entre exportador e importador.

O Mercosul aponta no sentido de progressiva união das economias do Cone Sul da América Latina. Os projetos dos gasodutos da Bolívia e da Argentina devem ser analisados nesse contexto. A criação de infra-estrutura de comércio energético regional deve ser vista como elemento inicial de uma futura política regional de abastecimento energético que permita a proteção da economia regional quanto aos riscos ainda presentes no mercado internacional de combustíveis.

Analisando por esse ângulo, será relativamente fácil encontrar a fórmula que permita atender de forma equitativa a interesses legítimos da Argentina, da Bolívia e do Brasil. O exemplo europeu, através da importação de GN da ex-União Soviética, comprova essa tese. Com os benefícios ligados a um energético mais limpo na matriz energética, tornando mais eficiente o setor industrial brasileiro, pode-se vislumbrar uma nova dinâmica de relacionamento entre os países da região.

REFERÊNCIAS

- ARAUJO, M. S. (1992). *Gás Natural no Cone Sul: Perspectivas de Integração*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ.
- AZEVEDO, M. N. (1977). *Transporte e Energia: Uma Análise Prospectiva*. GEIPOT.
- BARRIENTOS, E. G. (1989). "Propuestas para dinamizar la integración". *Pensamiento Iberoamericano*, nº 15.
- BRANDT, R. (1988). "Perspectivas del gas natural en la Republica Argentina". *Seminaire sur la Politique Energetique: Cas du Gas Naturel*. Anais, Rio de Janeiro.
- CCE — Comissão das Comunidades Europeias (1986). *A Energia e O Desenvolvimento - Que Desafios? Quais Métodos?* Rio de Janeiro, Marco Zero.
- CELESC — Centrais Elétricas de Santa Catarina (1990). *Gás Natural: O Mercado no Litoral de Santa Catarina*. Florianópolis.
- COPEL — Companhia Paranaense de Energia (1990). *Balanço Energético do Paraná — 1980/89*. Curitiba.
- DUMORT, A. & GUILMOT, J. F. (1990). "Energie 2010 - scénarios et perspectives énergétiques dans la Communauté Européene à l'horizon 2010". *Energy for a New Century - the European Perspective*, Bruxelas, CCE.
- ELETROBRÁS (1988). *PLANTE / PROCEL*. Rio de Janeiro.
- GUZMAN, O. M. (1986). *Gas Natural en Argentina*. Bariloche, Idee.
- IGR — International Gas Report. Números diversos.
- MARCOVITCH, J. (1990). "Integração energética na América Latina". *Revista Brasileira de Energia*, vol.1, nº 3.
- MME — Ministério das Minas e Energia (1988). Relatório do 1º subgrupo: *Produção, Transporte, Processamento, Repercussão sobre o Refino do Petróleo e sobre o Perfil de Consumo de Combustível*.
- OCDE/IEA — International Energy Agency (1990). *Energy Prices and Taxes*. Paris.

- OLADE (1991). Energia em Cifras, version nº 3. *SIEE - Sistema de Informacion Economica Energetica*, Quito.
- OLIVEIRA, A. de (1992). *Evolução Recente e Perspectivas dos Preços dos Combustíveis no Brasil*. Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ.
- PERCEBOIS, J. (1988). "Rapport de synthese general". *Seminaire sur la Politique Energetique: Cas du Gas Naturel*. Anais, Rio de Janeiro.
- PETROBRÁS — Petróleo Brasileiro S.A.
- PINTO JR, H. Q. (1989). "Comércio Externo de Petróleo e Derivados: a estratégia pós-choque". *I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Anais, Campinas, vol. III.
- ROSA, L. P. et al. (1984). *Energy in the Residential Sector in Brazil - Analysis per Income Levels and Regions*. Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ.
- SEEMC — Secretaria de Estado de Energia, Minas e Comunicações do Rio Grande do Sul et al. (1990). *Gás Natural para a Região Sul*.

Agradecemos aos Editores o envio dos seguintes livros:

- **Aduaneiras:** Carlos Tavares de Oliveira. *Estados Unidos e China - O Desafio Econômico*. São Paulo, 1995.
- **Banco Interamericano de Desarrollo / Corporación de Investigaciones Económicas para Latinoamérica.** Dagmar Raczyński. *Estrategias para Combater la Pobreza en America Latina: Programas, Instituciones y Recursos*.
- **Cambridge University Press (UK):** Oded Stark. *Altruism and Beyond*. Cambridge, 1995.
- **Companhia das Letras:** Eric Hobsbawm. *Era dos Extremos - O Breve Século XX: 1914-1991*. São Paulo, 1995.
- **Fundação do Desenvolvimento Administrativo / Editora da Universidade Estadual Paulista.** Rui de Britto Álvares Affonso & Pedro Luiz Barros Silva, orgs. *Desigualdades Regionais e Desenvolvimento*. São Paulo, 1995.
- **Fundação do Desenvolvimento Administrativo / Editora da Universidade Estadual Paulista.** Rui de Britto Álvares Affonso & Pedro Luiz Barros Silva, orgs. *Reforma Tributária e Federação*. São Paulo, 1995.
- **Instituto de Economia do Setor Público / Fundação do Desenvolvimento Administrativo.** *Gestão Estatal no Brasil - Limites do Liberalismo*. São Paulo, 1995.
- **Nobel: Equipe Técnica da OBI.** *Valeu! Passos na Trajetória de um Empreendedor*, São Paulo, 1995.
- **Organisation for Economic Co-operation and Development: OECD Countries and Dynamic Economies of Asia and Latin America.** Paris, 1995.
- **Organisation for Economic Co-operation and Development:** Stephen Haggard, Jean-Dominique Lafay & Christian Morisson. *The Political Feasibility of Adjustment in Developing Countries*. Paris, 1995.
- **Paz e Terra:** Claudio Gonçalves Couto. *O Desafio de ser Governo - O PT na Prefeitura de São Paulo*. São Paulo, 1995.
- **Paz e Terra:** Emir Sader. *O Mundo Depois da Queda*. São Paulo, 1995.
- **Paz e Terra:** Modesto Carvalhosa. *O Livro Negro da Corrupção*. São Paulo, 1995.
- **Paz e Terra:** Pablo Gentili, org. *Pos-neoliberalismo - As Políticas Sociais e o Estado Democrático*. São Paulo, 1995.
- **Record:** Isabel Vincent. *Uma Questão de Justiça*. Rio de Janeiro, 1995.
- **The World Bank: Chile - The Adult Health Policy Challenge.** Washington, 1995.
- **The World Bank: Poverty in Colombia.** Washington, 1995.
- **The World Bank:** Ramesh Govindaraj, Christopher J. L. Murray & Gnanaraj Chellaraj. *Health Expenditures in Latin America*. Washington, 1995.