

Apropriação de Renda no Sistema Nacional de Gás Natural

E. M. V. Turdera*
S. M-G. Guerra*
R. A. de Almeida*

Resumo

O presente trabalho tem por objetivo discutir as possibilidades de apropriação da renda a ser gerada no sistema nacional de gás natural. O acordo sobre a importação de gás natural assinado entre Bolívia e Brasil, tem ainda pontos pouco esclarecidos a respeito do real ganho de ambas partes na importação do gás natural. Identificar onde estaria o *trade-off* que equacionaria ambas partes na forma de apropriação da renda, é o objetivo deste artigo.

Introdução

Os acordos comerciais de venda de gás natural (GN) têm características peculiares segundo o mercado no quais são firmados.

O mercado norte-americano é grande, contando com a presença de cerca de seis mil companhias exploradoras. Estas estão divididas entre poucas empresas de grande porte ligadas as "majors". Existem, também, as independentes de porte relevante e, finalmente, aproximadamente cinco mil e quinhentos pequenos produtores (YERGIN, 1987). Naquele país, o fim da regulamentação sobre o mercado gasífero, em 1978, por parte do governo federal, teve como objetivo estimular a competitividade no preço do gás.

O mercado da Ásia-Oceania tem como característica principal o papel predominantemente monopsonico que o Japão exerce sobre os fornecedores da região. Despontam, também, em anos recentes dois dos países entre os chamados NIC's, Coréia e Taiwan. O transporte na região é totalmente feito por barcos metaneiros, o que denota um comércio estritamente de gás natural liquefeito (GNL). Devido as necessidades de compactação e liquefação, os preços do GNL são muito mais altos se comparados com aquele efetuado através de gasodutos.

O mercado europeu é muito mais complexo em virtude da presença de empresas governamentais e privadas envolvidas no suprimento e no transporte. Na maioria dos países da Europa Ocidental, grandes companhias estatais têm estabelecido desde os anos 60 uma diversificada rede na demanda de gás. Em alguns casos essa rede tem um caráter de monopólio. Como exemplo, a Alemanha tem uma majoritária participação privada no setor. Embora algumas empresas tenham sido privatizadas, o caráter do monopólio não deixou de existir. A volumosa demanda para o mercado europeu da OCDE tem sido suprida por países não pertencentes à organização. A Rússia e a Argélia são os dois principais supridores desses países. Dentro da OCDE, Noruega e Holanda têm se destacado nos últimos anos como supridores de grande porte.

Na América do Sul está se estruturando um novo mercado gasífero. O papel que exercerá o Brasil será de grande importância. A potencial demanda existente nesse país torná-lo-á o ponto de convergência de quase todos os projetos de exportação de gás natural da região. O projeto de exportação de gás natural da Bolívia ao Brasil, iniciará a efetivação desse mercado ampliando-o futuramente com a entrada da Argentina, Chile e outros países (Gazeta Mercantil, 1995).

Com a experiência de algumas décadas no comércio gasífero europeu, pesquisadores têm estudado qual seria a melhor estruturação dos preços do gás natural e qual a participação dos atores na renda gerada. A indexação ao preço do óleo cru ainda é uma realidade, no entanto determinar a faixa na qual se torna, de um lado, lucrativo e vantajoso para o produtor/ exportador e, de outro, para o comprador/importador, deve ser motivo de análises mais detalhadas.

Os mecanismos de formação do preço do gás natural nesses mercados podem obedecer as regras vigentes no mercado internacional. Podem, também, fixá-lo em função dos custos provenientes da exploração e o transporte até o *city gate*. Em ambos os casos deve primar sobretudo objetivo de tornar o

* Professores da FEM/Unicamp

preço final do gás competitivo perante os outros combustíveis compatíveis existentes no mercado. Isso porque o gás não possui um mercado cativo e para conquistá-lo terá que oferecer vantagens não somente técnicas como também econômicas.

Pretende-se neste artigo discutir hipóteses acerca das condições de preço que permitam uma apropriação da renda gerada pelo sistema nacional de gás. Para isso, será utilizado, com as adaptações necessárias ao caso brasileiro, o modelo aplicado por PERCEBOIS (1987).

Gás Natural no Mundo e no Mercosul

As descobertas de novos recursos de gás natural têm sido um fato concreto em todo o planeta, inclusive em regiões antes pouco consideradas. Relatórios de diversas empresas e publicações especializadas mostram um marcado incremento das reservas de gás natural na África e no Extremo Oriente, além das já conhecidas de Oriente Médio e a Rússia (tabela I). Isso está sendo possível pelo avanço tecnológico nas áreas de prospecção e exploração, tornando as reservas prováveis em provadas e com boas perspectivas de se tornar as possíveis improváveis¹.

Tabela 1 - Reservas Provadas a Nível Mundial

REGIÃO	1993 (10 ⁹ m ³)	1994 (10 ⁹ m ³)
ÁSIA-PACÍFICO	9636	10017
EUROPA OCIDENTAL	5419	5401
EUROPA ORIENTAL	593,5	571
Ex-URSS	54877	56481
ORIENTE MÉDIO	42955	446754
ÁFRICA	9802	9707
AMÉRICA	14758	14942
TOTAL MUNDO	138050,5	141748
Subtotal PAÍSES OPEP	55436	57094

Fonte: OGI SPECIAL , Dec.27, 1994 p.44

Esse aumento das reservas gasíferas esta propiciando a criação de condições para uma maior comercialização desse energético. Novos contratos estão sendo assinados e a renovação dos antigos é uma certeza, ampliando inclusive o volume do gás natural a ser negociado entre as partes. A presença em setores como o da geração de energia elétrica; aquecimento residencial e o uso nas indústrias de cimento, cerâmica e outras tem sido pujante em todo o mundo. No caso específico do Brasil há todo um esforço no sentido de expandir seu uso. Para tanto, presentemente, são consideradas hipóteses de utilização no setor de transportes e no setor elétrico na geração térmica. Para esses casos existem fortes indutores. No caso do setor de transportes, a má qualidade ambiental das grandes conurbações é altamente favorável. Quanto ao setor elétrico, causas como o tempo de implantação e a falta de recursos financeiros para a construção de novas unidades geradoras hidrelétricas são alguns dos seus fatores indutores.

A política energética dos dois maiores produtores de gás natural, Estados Unidos e Rússia; sustentava-se no tripé petróleo-carvão-gás já desde a década de 50. A Europa, nesse sentido, estava mais vulnerável pois sua base energética(carvão-petróleo) apresentava crescente fragilidade. Os esforços de investimento para a inserção do gás nesse mercado foram bem sucedidos e maciços logo após a primeira crise do petróleo.

Embora esse surto comercial do gás natural este já engatinhando, ainda existem grandes problemas a serem resolvidos. Dentre eles citam-se:

a) as grandes reservas encontram-se em países de marcada instabilidade política e a ex-URSS, que juntos detêm cerca de 70% das reservas atuais,

b) o ainda restrito mercado de gás natural, - em torno de 397 bilhões de m³ representam 16,5% de toda a produção (OGJ, dez 1994), cujos grandes consumidores são prioritariamente os países desenvolvidos e

¹ Adelman, M. 1985; diagrama de McKelvey e a classificação feita para recursos minerais geológicos. e sua aplicação para recursos hidrocarbonetos

c) finalmente o transporte do gás natural, considerado o mais nevrálgico dos obstáculos: viabilidade de seu mercado consumidor dependerá fortemente das condições do custo do transporte e o preço final no *city gate*.

A partir de 1° de janeiro de 1995 passou oficialmente a vigorar um novo bloco econômico no mundo. Trata-se do MERCOSUL, contando com a participação da Argentina, do Brasil, do Paraguai e do Uruguai, como membros efetivos e com a Bolívia e o Chile na condição de observadores. Esse recém criado MERCOSUL (Mercado Comum do Sul) mostra recursos energéticos de norte médio.

A Argentina possui reservas de gás natural na ordem de 594.10^9 m^3 . Tais reservas, mantido o atual volume de consumo, se esgotarão em cerca de vinte e quatro anos. Obviamente, isso poderá ocorrer caso no decorrer desse tempo não sejam descobertas novas reservas.

O Brasil, por sua vez, destaca-se pela grande disponibilidade de recursos hídricos. Para essa reserva de capacidade o país conta com as bacias do Prata e do Amazonas. Tais reservas contribuem majoritariamente para que o considerável potenciais hidrelétrico represente 70% do total da região. Quanto a capacidade instalada de geração elétrica, o Brasil possuía em 1993 algo levemente superiora 56 mil MW, de acordo com o BEN (1994)

**Tabela 2 - Cone Sul Energéticos Reservas e
Relação Reservas/Produção**

PAÍS	Petróleo 10^6 BBL	R/P anos	Gás Natural 10^9 m^3	R/P anos	Carvão 10^6 t	R/P anos	Potencial Hidrelétrico MW
ARGENTINA	1683	8	593	24	151	729	44500
BRASIL	3624	16	137	22	5309	104	258000
PARAGUAI	0	0	0	0	0	0	25000
URUGUAI	0	0	0	0	0	0	1777
BOLÍVIA	118	15	124	20	0	0	18000
CHILE	268	49	119	60	156	66	26046

Fonte: OLADED

O carvão está presente no Brasil também em forma maciça, porém com baixa qualidade devido ao seu alto conteúdo de enxofre. Isso tem inviabilizado, até agora, seu uso em grande escala.

No que tange ao petróleo as reservas existentes no Cone Sul são extremamente discretas. Por isso, sua exploração mal consegue atender a demanda interna, sendo necessária sua importação tanto pelo Brasil, Paraguai e Uruguai, quanto pelo Chile. A Bolívia e a Argentina são auto-suficientes.

Os países do Cone Sul, com exceção da Bolívia, possuem um PIB per capita relativamente homogêneo. No entanto, as condições em cada um deles não necessariamente refletem esta aparente igualdade. Por isso, são observadas grandes disparidades econômicas e sociais entre regiões e cidades de um mesmo país.

Uma série de condicionantes políticos e econômicos levaram, durante os anos oitenta, a uma redução acentuada do nível de atividade dos países que compõem o MERCOSUL. A deterioração do parque industrial; a não introdução de inovações tecnológicas foram fatores, de um conjunto que tem abalado o dinamismo na economia. Esses últimos, aliados à baixa competitividade internacional, afetaram os países da região, - com exceção de alguns setores industriais no Brasil, - com a retração de seu mercado interno e o crescimento das barreiras à entrada aos mercados externos dos bens produzidos na região. Os índices da intensidade energética e do consumo final per capita mostram esse fraco desempenho das economias e do uso de energia dos países do bloco.

Tabela 3 - Índices Energo-Econômicos para Países do Cone Sul

PAÍS	População 10 ⁶ hab.	Produto interno bruto US\$ 10 ⁹ 1980	Consumo Final de Energia 10 ⁶ bep	PIB per capita US\$/hab.	Consumo Final per capita bep/hab.	Intensidade Energética bep/10 ¹ US\$PIB
ARGENTINA	33,5	255,3	232,1	4500	7,0	2,8
BRASIL	150,3	466,0	796,5	3000	5,1	2,8
PARAGUAI	4,4	7,1	22,6	1500	5,0	3,9
URUGUAI	3,2	9,8	15,81	3100	5,1	2,2
BOLÍVIA	6,4	9,2	16,58	1000	2,2	3,4
CHILE	13,6	46,2	88,82	3300	6,5	2,2

Fonte: Censo e Relatório Anual MEH (Bolívia) 1992; OLADE SIEE ; Departamento de Comércio EUA (Resto dos Países) 1995.

Os Dividendos da Renda Gasífera

O estabelecimento dos conceitos sobre apropriação de renda se confundem com a própria estruturação da Ciência Econômica como emergente parte do avanço da segmentação do conhecimento.

Baseado em princípios formulados pelos fisiocratas, Ricardo firmou, no início do século dezanove, os fundamentos do que viria a ser conhecido como apropriação de renda. A partir dos seus estudos sobre a renda oriunda da atividade agrícola ficaram conhecidos os princípios de que sendo a terra um recurso limitado, seus rendimentos seriam decrescentes. Com o crescimento das necessidades dos consumidores dos produtos gerados pela terra, ocorreria uma elevação dos preços dos produtos agrícolas. Resulta que haveria um ganho diferencial obtido pelas melhores terras.

Na seqüência da evolução da posição ricardiana surge Mill generalizando aquele raciocínio para todo e qualquer bem raro, ampliando o conceito para o que se torna conhecido como renda absoluta.

Os conceitos de monopólio têm em Marx, como desdobramento dos estudos de Ricardo sobre renda diferencial, uma forte contribuição no que passaria a ser conhecido como renda de monopólio.

Por aproximadamente um século as referências a renda diferencial vão ficar colocadas em segundo plano no desenvolvimento da Economia. No entanto, a década de setenta trará à tona novamente aqueles conceitos². O reavivador dos estudos foram as análises do comportamento dos preços do petróleo, logo após a eclosão da sua denominada primeira grande crise. A essência das análises do comportamento dos preços do petróleo se fundamentava em estudos sobre a apropriação do excedente da renda gerada por essa atividade.

Para SAUER (1995, p. 5) "a renda dos recursos naturais adquire diferentes manifestações de acordo com as particularidades que assumem a intervenção do capital no aproveitamento desses recursos e a formação de excedentes nos processos de produção de determinados tipos de bens" A análise dessa afirmação fortalece a posição de que existem segmentos envolvidos no sistema que dispõem de capacidade de apropriação dos recursos gerados, quer direta quer indiretamente, a partir dos excedentes criados pela atividade.

Na seqüência de estudos desenvolvidos a respeito das possibilidades de apropriação de renda nos setores energéticos Percebois (1981, p. 550), identificou quais seriam as condições para a repartição da renda ao longo da cadeia gasífera.

Partindo do pressuposto de que a adequada compreensão da formação dos custos que irão participar da determinação dos preços finais permite identificar a renda do setor, Percebois desenvolveu um modelo analítico que pode ser transposto para o caso brasileiro. .

Para isso será considerado o esquema apresentado no figura 1.

C , é o custo da produção do gás natural no país fornecedor mais o transporte

² Verificar trabalhos desenvolvidos por J. M. Chevatier (1973); J. P. Angelier (197G); A. de Oliveira (1978); C. Christeller (1981) e H. Q. Pinto Jr (1988 e 1990).

C_2 é o custo médio de manipulação desde o porto de embarque (preço FOB na fronteira do país exportador) até o porto de desembarque³

(preço C.I.F. fronteira no país importador) quando a fronteira for compartilhada, preço CIF e FOB é o mesmo.

C_3 é o custo de armazenamento no city gate, ou aquele disponível para o usuário final

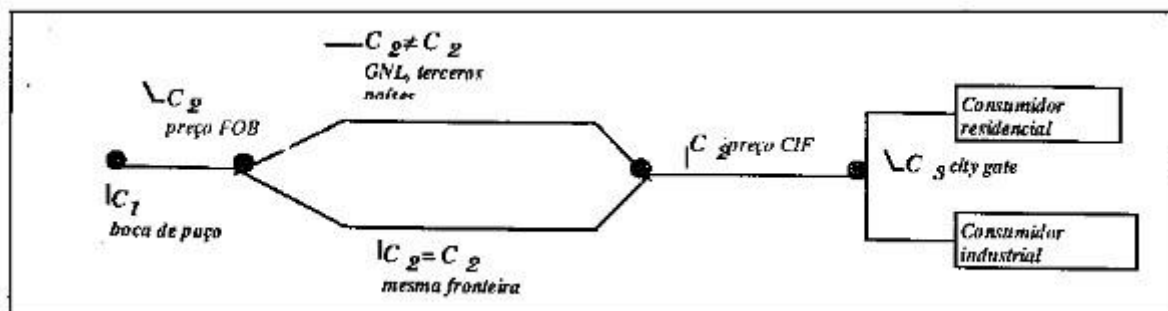


Figura 1 - Formação do Preço na Cadeia Gasífera

Para o sistema econômico vigente, o preço determina a resultante distribuição dos produtos, bens e serviços necessários à atividade humana. Nesse caso, o critério básico é a utilização do custo marginal "...como critério para a formação dos preços objetivando..." (SAUER, 1995, p.6) a eficiente alocação desses produtos, bens e serviços. No caso do preço de venda do gás natural ao usuário final, usualmente, ele não excede o custo internacional do petróleo bruto e deve, - para tornar-se competitivo - ser inferior ao do combustível substituto e de referência. Além do mais, a comparação é estabelecida quanto ao consumidor final e não na quantidade da cadeia energética (PERCEBOIS, 1981). Sob esse premissa, admite-se como verdadeira a seguinte hipótese:

"o valor de gás natural y_1 para o consumidor é igual ao valor do combustível de referência p ."

Em forma analítica tal afirmativa pode ser expressada como segue:

$$y_1 = p$$

Nesse caso o petróleo, na figura 2, apresenta-se como uma reta passando pela origem (0,0). Isso facilita deduzir o valor *net-back* do gás, a partir da equação abaixo, a qual mostra a diferença entre o preço do cru e a somatória dos custos no *city gate* incluído transporte mais o preço FOB.

$$y_2 = y_1 - (C_2 + C_3) = p - (C_2 + C_3)$$

A relação linear entre os preços internacionais FOB. do gás natural e os do petróleo, é construída para gerar a curva y_3 , necessária para encontrar o ponto de interseção B.

³ Os custos C_2 CIF e C_2 FOB são diferentes quando se trata de transporte de GNL.

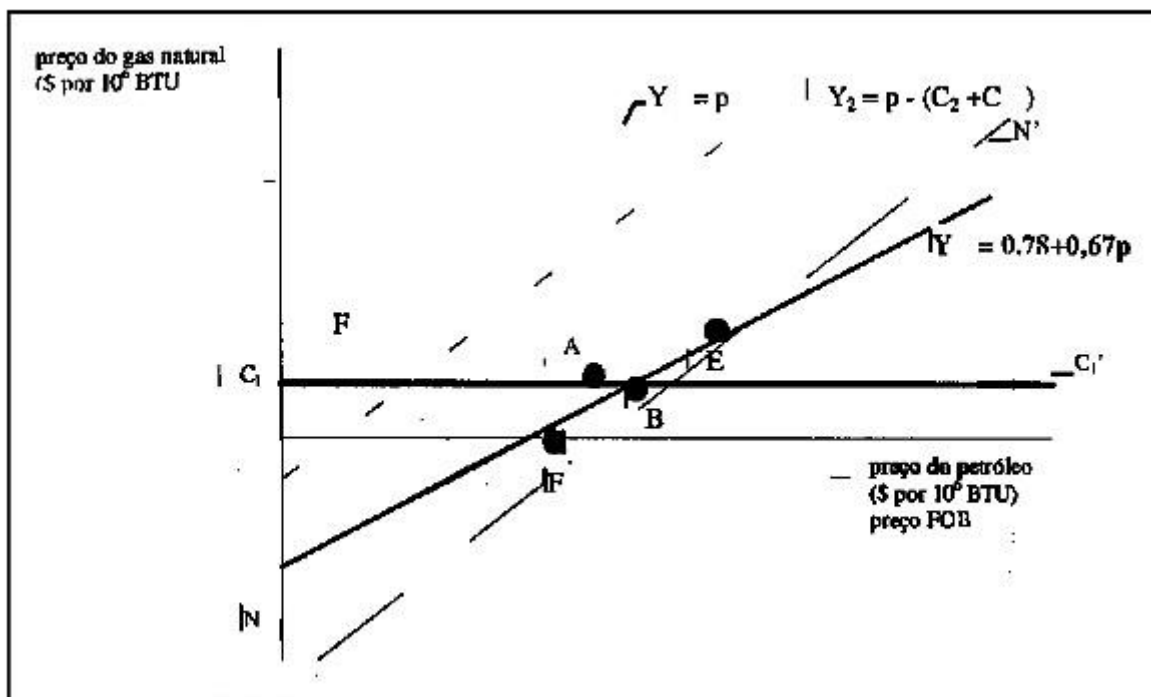


Figura 2 - Divisão da Renda Gasífera entre Importador e Exportador preço do gás natural

Este último ponto fornece informação importante para determinar a estruturação da renda gasífera. Deve-se frisar que esta terá, como condição *sine qua non* para a análise, uma tangente inferior a 45 graus ($\tan \gamma_3 \leq 45^\circ$).

Segundo o diagrama construído por PERCEBOIS, podem ser identificados dois caminhos ótimos na divisão da renda gasífera. De acordo com a visão do exportador, o caminho ótimo é dado por $C_1 BN'$ indicando que o exportador vende o gás ao custo da produção, desde que o preço do petróleo base do valor *net back* no porto de embarque (preço FOB.), seja inferior ao seu custo. Caso contrário, venderão gás pelo valor de *net-back* FOB. sempre e quando o preço do petróleo suba. Isso lhe permitirá recuperar integralmente a renda gasífera. Para compreensão visual, esse desenvolvimento pode ser observado na figura a direita de BN' e a direita de BC'_1 .

O caminho ótimo para o importador estaria dado pelo trajeto FBC'_1 ; no qual o importador pagaria o gás pelo valor *net-back* FOB. desde que o preço do petróleo esteja baixo. No caso de elevação do preço do petróleo, o importador pagaria pelo custo da produção. A recuperação integral da renda gasífera compreenderia o valor *net-back* BN' e o custo de produção $B'C'_1$.

O Comportamento Histórico do Preço do Gás Natural

Normalmente, o preço do gás natural é estabelecido durante a elaboração dos contratos de venda. Nos primeiros contratos internacionais vendedores e compradores estipulavam o preço do gás natural ao entrar em vigência tomando como base o preço do barril de petróleo. O fato de diversos operadores, no mercado europeu, serem então empresas controladas pelo Estado, explica parte da pressão do poder público quando da assinatura dos contratos. Até recentemente essa pressão era determinada tanto do lado da oferta quanto do da demanda.

Nos EUA, a partir de 1938 e durante toda a vigência do *Natural Gas Act/NGA*, o governo teve forte influência como regulador do mercado, na medida em que controlava os preços desse insumo. Durante essa época tais preços se mostraram pouco remuneradores para os produtores. A revisão em 1978 daquele *NGA* permitiu a parcial e progressiva liberação dos preços, estimulando a oferta e estabilizando a demanda. Isso propiciou uma readequação dos preços em patamares mais elevados. A

partir de 1984 desenvolveu-se um "mercado livre" para os contratos de venda do gás. Esse mercado do tipo *spot* atingiu 17% das vendas em 1985 e 37% em 1986.

A Europa desde o início, se baseou, para fixar o preço do gás natural, no seu atrelamento a cotação do petróleo. Até pouco tempo atrás a presença de companhias de capital público induzia fortemente, por parte dos maiores compradores tais como a França, a Inglaterra e a Itália, as linhas de comercialização do gás mediante uma estrutura oligopolizada. Por outro lado, era possível se encontrar duopólios ao lado dos principais vendedores, no caso Rússia e Argélia. A participação de companhias de capital privado, como a Shell e a Exxon. Em empresas controladas pelo Estado, teve ação relevante na difusão do gás na Europa.

O predomínio de empresas estatais está sofrendo modificações. A privatização progressiva de muitas empresas faz prever uma estrutura de monopólio por parte das companhias privadas na comercialização do gás natural. Isso se dará caso não haja uma regulação clara e uma ação eficaz do Estado. Essa nova relação de poder e interesses político-econômicos, sem dúvida nenhuma, irá influenciar a estruturação dos novos contratos e consequentemente do preço do gás natural, inclusive em mercados emergentes como o da América do Sul. Nessa região já há a participação de conhecidas companhias internacionais ligadas à fabricação, construção e distribuição do gás natural. Essas empresas estão totalmente interessadas no sucesso do acordo comercial sobre gás natural entre Brasil e Bolívia⁴.

Normalmente, os contratos de gás natural têm sido negociados com prazo entre vinte e vinte cinco anos. Neles são impostas cláusulas mencionando um mínimo de garantias para ambas as partes, visando a manter uma relação estável. A grande exceção são os mercados spot vigentes por enquanto somente nos Estados Unidos.

São conhecidas duas categorias principais de contratos gasíferos:

- (i) *dedication contract* ou contratos de jazida ou contratos de exclusividade
- (ii) *supply contract* ou contratos de fornecimento, sendo este último o mais difundido e praticado.

Dentre as cláusulas dos contratos de fornecimento inserem-se: o número de anos; a identificação da modalidade de transação se do tipo *take-or-pay* ou *deliver-or-pay*; o preço base na data da assinatura; o tipo de Moeda válida na transação e, finalmente, se houver alguma indexação o preço base sobre o qual essa irá incidir (quase sempre o preço do petróleo cru).

Segundo dados do *BP Statistical Review of World Energy*, o ponto mais elevado nos preços do gás natural tem sido atingido em diferentes épocas e áreas. Isso denota uma certa falta de tendência no comportamento dos preços desse insumo básico.

O preço final do gás natural nos mercados europeu e norte-americano quase sempre se manteve abaixo do preço CIF do petróleo importado. No entanto, o ano de 1986 foi atípico na Europa, quando o barril de petróleo atingiu o mais baixo preço no mercado internacional (US\$ 11.90, em valores correntes). Disso decorreu uma cotação superior para o gás natural nesse ano. Coincidentemente, no mercado japonês desde 1986, o preço do GNL esteve sempre acima do preço CIF do barril de petróleo.

Em base do preço histórico do gás em relação ao petróleo obteve-se as curvas que refletem o comportamento dos mercados de gás. As curvas são convincentes e lógicas no que tange ao conceito teórico explicado acima sobre apropriação de renda. Nesta análise, o preço do barril de petróleo foi considerado a US\$ 2.90/MMBTU equivalente a US\$ 16.11/barril⁵. A partir dessa cotação o valor da curva C_1 foi extraído da média vigente no mercado norte-americano, considerado em torno de US\$ 0.99/MMBTU.

Observa-se que na construção das curvas y_3 os EUA e a Europa Ocidental⁶ apresentam valores dentro do conceito do modelo apresentado. Da interseção da reta y_3 com a do petróleo y_1 (ponto E), pode se deduzir que existem áreas favoráveis à negociação entre o exportador/ produtor e o consumidor/ importador.

⁴ As companhias são Enron (americana), BG (britânica), e a BHP (australiana).

⁵ Preço de petróleo na cesta da OPEP em fevereiro de 1995.

⁶ y_3 (Europa) = $-0,78 + 0,67p$ (Percebois,1987); y_3 (USA) = $-0,263 + 0,759p$.

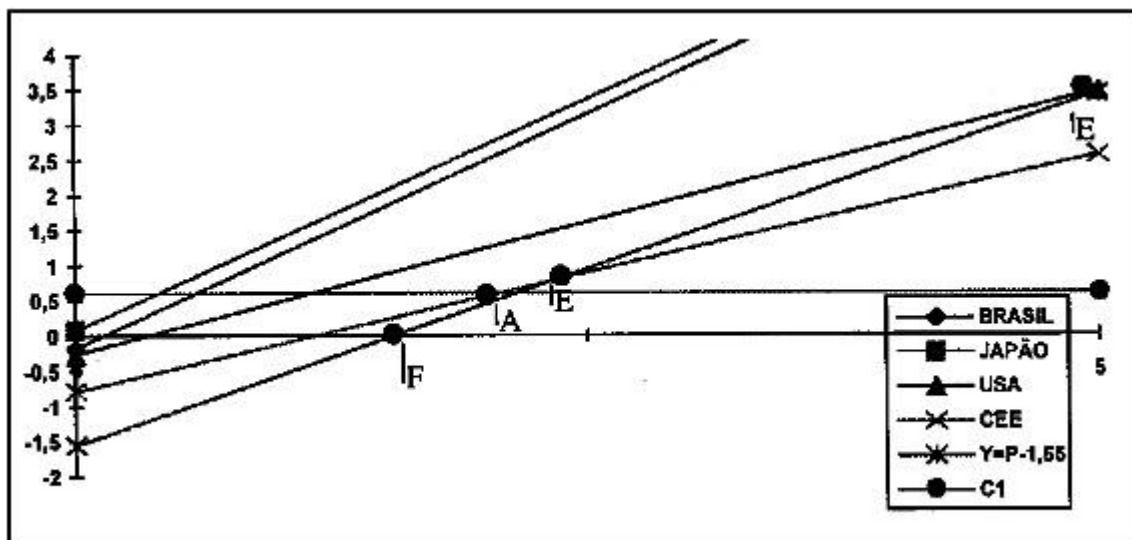


Figura 3 - Apropriação da Renda: Mercado Internacional

Nesta primeira construção da curva y_3 foi observado que o histórico dos preços de petróleo e de gás natural para a realidade brasileira apresentava uma séria distorção. Enquanto internacionalmente o preço do petróleo foi sempre maior que o preço do gás natural no Brasil essa relação foi sempre à inversa. Indexando o preço do gás natural no mercado brasileiro ao do petróleo importado (preço histórico para ambos casos) e fazendo uma regressão linear obteve-se a reta.

$$y_3 = 1,3293836p - 0,176895 \\ (R^2 = 0,7502),$$

Nesse caso, a tangente do termo dependente p indexado determina a da reta e é maior que 45 graus. Tal configuração significa uma dificuldade para a análise, uma vez que o procurado ponto E se localizaria no terceiro quadrante.

Isso significa que no mercado brasileiro o gás natural mostrava-se pouco viável como energético perante os combustíveis concorrentes, pois teria sido impossível achar um ponto de *trade-off* (preço) apropriado que se reflete num ganho para o distribuidor. A curva dos preços no mercado japonês mostrou comportamento semelhante ao do brasileiro, porém, é conhecido que o GNL é sempre oneroso no seu transporte porque embute os custos da liquefação, regaseificação e o transporte marítimo⁷.

Apropriação da Renda no Acordo Comercial Brasil/Bolívia

Para identificar uma provável apropriação da renda na importação do gás natural da Bolívia, foi tomado como referencial para a regressão linear o ajuste da média histórica do preço do gás vigente nos últimos vinte anos nos USA, indexando-o ao preço do petróleo importado pelo Brasil nesse mesmo período. Encontrada a reta .

$$y_3 = -0,430 + 0,766p$$

foi feita uma análise de sensibilidade em função da variação do preço FOB do gás natural. Os pontos encontrados mostraram o preço a partir do qual poderá ser negociado visando a competitividade no mercado com os outros energéticos compatíveis e substitutos. Embora o preço do barril de petróleo tenha tido grandes modificações desde início da década dos setenta, ele tem flutuado em cotações abaixo de US\$ 20.00 nos cinco últimos anos.

Remetendo-se ao figura 1 para a construção das curvas seguintes temos; três situações nas quais são conhecidos o custo na boca do poço e o preço FOB na fronteira, o qual incorpora o custo de transporte. Os custos de produção e o preço FOB para as situações 1, 2 e 3 (tabela 4) foram obtidos a partir de estudos elaborados por diferentes entidades⁸.

⁷ y_3 (Japão) = $0,0752 + 1,3427p$

⁸ $y_2 = p-0,95$ Comgás; $y_2 = p-0,90$; First Boston e $y_2 = p-1,20$, a partir de OGJ e os custos médios em vigor no mercado internacional

Tabela 4 - Custos na Cadeia Gasífera em US\$/MMBTU (1992)

Custos	Situação 1	Situação 2	Situação 3
Boca de poço	0,63	0,58	0,88
FOB - CIF	0,95	0,90	1,20
City gate	2,22*	2,01*	3,33

*Custo negociável a partir deste valor até US\$ 2,90

Para a situação 1 o ponto E (2,22; 1,3) da interseção indica um preço do gás factível a partir do qual existiria uma margem de negociação entre os atores envolvidos,. O ponto B (1,4; 0,61) não se mostra atrativo numa possível renda gasífera.

O ponto E na situação 2 com coordenadas (2,01;1,1) evidencia uma alternativa mais favorável ainda, porém, deve considerar-se que o custo de produção mostra-se baixo o que não acontecerá nos novos campos a serem explorados na Bolívia

Para ambos casos o valor encontrado de US\$ 2.22 e de US\$ 2.01 significa que estes são o ponto de partida da negociação (*trade-off* na apropriação da renda gasífera, tendo como teto para o exportador o preço de US\$2.90/MMBTU(LTSS\$16.50/bbl) o que equivale a não ultrapassar o preço internacional do petróleo cru.

No que respeita ao preço FOB de US\$ 1.20 correspondente a situação três, o ponto E(3,33;2,12) somente pode ser levado em conta quando o preço do barril estiver na casa dos US\$ 20.00 ou em unidades calóricas aUS\$3.62/MMBTU.

Com os resultados obtidos, aponta-se que poderia existir uma margem de lucro favorável ao importador na renda proveniente do gás natural, pois os custos mencionados apresentariam condições de competitividade no mercado atual.

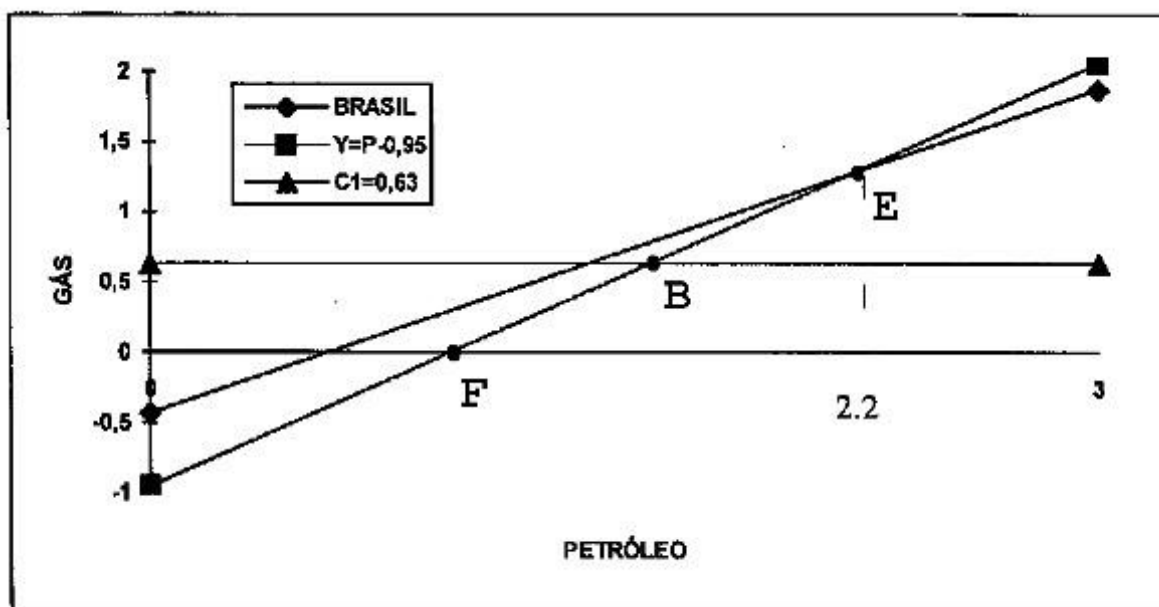


Figura 4 - Divisão da Renda Situação 1

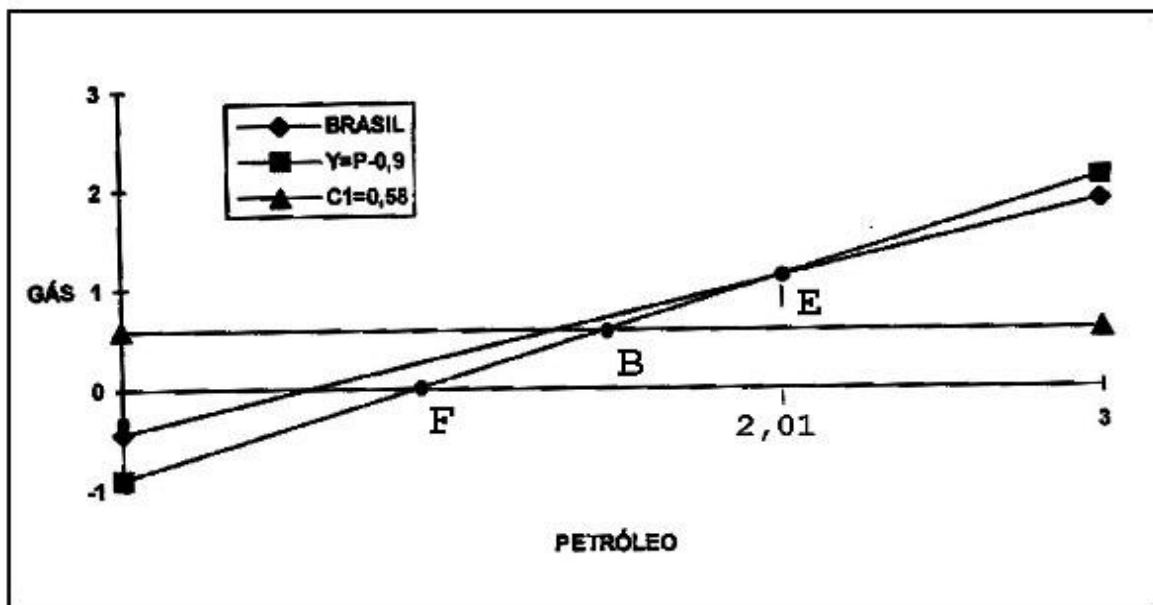


Figura 5 - Divisão da Renda Situação 2

Segundo a COMGÁS (empresa estadual de distribuição de gás) o gás natural tornar-se-á viável somente se o custo no *city-gate* for de US\$ 2.70/MMBTU. No entanto, hoje a mesma empresa recebe o gás a US\$2.90/MMBTU da Petrobrás. Além do mais, deve se considerar que a maioria dos energéticos substituíveis ainda apresentam alguma forma de subsídios em seus preços, dessa forma não refletem seu real custo.

Da comparação dos resultados obtidos pela análise das curvas e dos estudos já existentes sobre a importação de gás natural pode se afirmar que a principal restrição à execução do projeto de importação de gás, estará no custo do transporte entre a fronteira com Bolívia e o *city gate* (provavelmente Campinas).

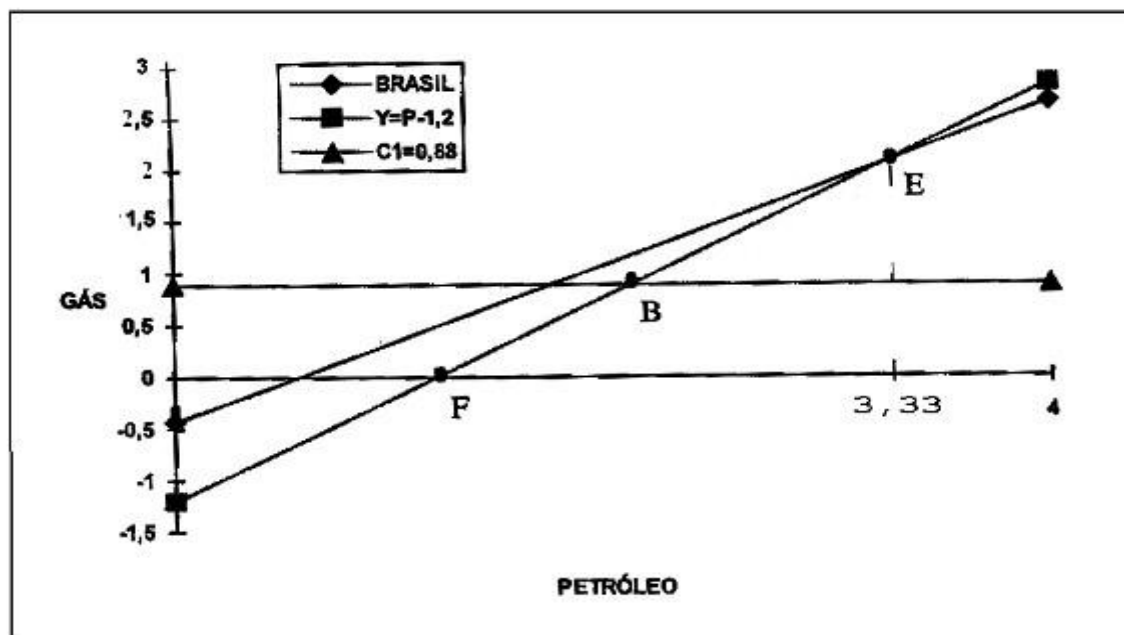


Figura 6 - Divisão da Renda Situação 3

⁹ Os autores se referem a setembro de 1995.

Conclusões

Caso a política energética do Brasil tivesse sido coerente com aquela existente nos mercado internacional baseado no transporte por gasodutos¹⁰, nos quais o preço do gás natural tem-se mostrado inferior ao do petróleo, a viabilidade do gás teria sido eventualmente antecipada em alguns anos.

Com o objetivo de identificar os pontos convenientes para a negociação e baseados na apropriação da renda, salienta-se a importância da estruturação de uma política energética transparente e eficaz para o gás natural, caso se pretenda sua significativa participação no balanço energético no futuro próximo.

Muito além de apresentar uma cifra ou um valor de custos e preços, foi objetivo aqui mostrar quão determinante é a participação de uma ator poderoso na viabilidade do gás natural. Nesse caso se tratado Estado. Este não exercerá mais o papel desempenhado quando a estruturação do setor de petróleo, pois o contexto político e econômico aponta para um novo papel nesta fase. No entanto, ele deve estabelecer as linhas básicas que permitirão a comercialização em grande escala do gás no mercado brasileiro. Nesse caso, se faz necessária uma política de preços sujeita a uma regulação e fiscalização apropriadas. Sem dúvida alguma, isso beneficiará em muito a difusão do gás natural entre os consumidores.

O estabelecimento de um mercado nos países do Cone Sul implicará coordenação dos projetos energéticos dos membros do bloco regional. A comercialização do gás natural dependerá em muito das diretrizes sobre a política energética referente a subsídios, preços, tecnologia, tipo de regulação e tamanho do mercado. O conjunto desses fatores definirá o mercado brasileiro, principal captador dos projetos internacionais de venda de gás natural no MERCOSUL.

O tripé energético hidretricidade-petróleo-álcool no Brasil, pode adquirir mais um sustentáculo com a agregação do gás natural. Embora a dependência energética possa vir a se ampliar em termos de supridores, a flexibilidade que o novo mix energético oferecerá será compensada com custos mais vantajosos e a consolidação de um mercado mais versátil.

¹⁰ Estados Unidos - Canadá possuem uma rede de gasodutos de quase 50000 km. O comércio de gás na Europa através de gasodutos é muito maior do que o realizado através de metaneiros.

Referências Bibliográficas

- Adelman, M. et alli. Energy Resources in an Uncertain Future: coal, gas and uranium. Cambridge University Press, USA, 1993.
- Angelier, J.P. "La Rente Pétrolière" Ed.CNRS,Paris, 1976.
- BP Statistical Review of World Energy; London, UK June 1993.
- Chevalier, J.M. "Le Nouvel Enjeu Pétrolier" Ed. Calman Levy, Paris 1973.
- Christeller, C. "Rente Gazière et Économie Internationale du Gaz Natural" Ed. University of California, USA, 1981.
- Comgás Comunicação Pessoal, março de 1995.
- Kmenta, J. Elements of Econometrics Ed.MacMillan, NY, USA, 1971.
- Ministério de Minas e Energia/MME Balanço Energético Nacional/ BEN, Brasília DF, 1995.
- Oil & Gas Journal London, UK, december 23, 1994.
- Oliveira, A. de Tese de Doutorado, IEJF/INpG, Grenoble, França, 1978.
- Percebois, J. "Le Marche Internationale du Gaz: Contraintes et Strategies: Energy Internationale, Ed. Economica, Paris, 1987.
- Pinto Jr. H. Q. "Elementos para a Formação de uma Política de Preços para o Gás Natural no Brasil" Dissertação de MSc. PPE/ COPPE/CJFRJ, RJ, 1988.

Sauer, I. L. "Condicionantes Técnicos e Econômicos para a Reestruturação do Sistema Energético Brasileiro", artigo não publicado apresentado na Reunião da Conferência Latino Americana da ICEP, SP, maio/95.