

17. MERCOSUL: A NOVA INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA E JOÃO BOSCO MESQUITA MACHADO

INTRODUÇÃO

A integração das indústrias de infra-estrutura constitui parte essencial do processo de conformação de mercados regionais integrados. A infra-estrutura de transporte, telecomunicações e energia, por afetar o conjunto das atividades econômicas, está na base da convergência econômica entre países. Desta forma, a promoção da integração deve estabelecer as condições para que as indústrias de infra-estrutura não sejam um empecilho à convergência econômica. A carência, por exemplo, de uma infra-estrutura de transporte integrada cria obstáculos ao intercâmbio de mercadorias e impede a convergência de preços.

Neste artigo é feita uma análise da política de integração da indústria energética no MERCOSUL com o objetivo de apontar mudanças nela necessárias em âmbito regional em razão das transformações econômicas recentes no negócio da energia, bem como de mostrar que a evolução econômica e tecnológica das indústrias energéticas impõe uma nova agenda para a integração nesse campo, que deveria ser marcada por um esforço para viabilizar a atuação coordenada de novas forças no mercado energético entre os países da Região.

É também apresentado o novo contexto da integração energética a partir dos casos das indústrias de gás natural e de eletricidade uma vez que estas indústrias passaram por transformações econômicas e tecnológicas importantes em todo o mundo. Três novos fatores caracterizam a evolução recente destas indústrias: i) o esgotamento do modelo de financiamento tradicional baseado no setor público e no crédito externo a empresas estatais; ii) a formação de grandes grupos internacionais capazes de disputar o mercado em escala mundial, a partir do processo de privatização e da introdução da concorrência nos setores elétrico e de gás natural nos países desenvolvidos; e iii) a evolução tecnológica e o advento da convergência tecnológica e de negócios entre as indústrias de gás natural e eletricidade.

Nesse contexto marcado por alterações profundas na forma de estruturação do setor, a integração energética na Região assume um novo formato e passa a desempenhar um novo papel. Esta não é apenas desejável do ponto de vista da promoção da convergência econômica visando a for-

mação de um mercado regional. Mais do que isso, a integração energética passa a ser uma condição necessária para o aproveitamento do grande potencial de crescimento destas indústrias na Região, as quais, por sua vez, passam a depender do investimento privado, liderado pelos grandes *players* internacionais. Deveriam constituir elementos essenciais desta agenda: i) a mitigação das assimetrias regulatórias; ii) a coordenação das políticas energéticas; iii) o fortalecimento das empresas da região com a formação de grupos regionais capazes de competir no mercado global e iv) a eliminação das restrições legais e tarifárias para o livre comércio de serviços e produtos energéticos.

O trabalho está organizado em quatro seções. Na primeira são discutidas as complementaridades e o histórico da integração energética na Região, com ênfase na chamada «velha integração energética». Na segunda seção é apresentado o novo contexto econômico e tecnológico das indústrias de gás e eletricidade. Na seção três é discutida a nova integração energética em gestação na Região, de acordo com o novo contexto econômico das indústrias de gás e eletricidade, assim como é analisada a reforma do setor de gás e eletricidade. As principais assimetrias regulatórias entre os países e o potencial econômico da integração energética são também discutidos nessa seção. Finalmente, a quarta e última seção propõe uma agenda para a política de integração energética regional a partir da análise apresentada.

I. HISTÓRICO DA INTEGRAÇÃO E COMPLEMENTARIDADES ENERGÉTICAS: A VELHA INTEGRAÇÃO

Não obstante os avanços observados ao longo dos últimos dez anos no que respeita à consolidação do MERCOSUL, poucas foram as iniciativas comunitárias voltadas para a integração entre as infra-estruturas dos seus países-membros, particularmente no campo da geração e da distribuição de energia. Ainda assim, cabe destacar que desde meados da década de noventa, a integração energética começou a apresentar alguns avanços, o que contrasta nitidamente com a história do período que antecede à criação do MERCOSUL, quando os projetos binacionais para o aproveitamento do potencial hidrelétrico dos rios fronteiriços transformaram-se amiúde em fonte de conflito entre a Argentina e o Brasil.

Apesar da aproximação política entre a Argentina e o Brasil a partir de meados da década de oitenta, a integração energética entre os dois países permaneceu bastante incipiente até princípios da década seguinte. De fato, um projeto de aproveitamento mútuo dos recursos hídricos na fronteira argentino-brasileira nunca chegou a ser efetivamente discutido pelos dois governos. Também na área do petróleo e gás, na qual existem de longa data complementari-

dades entre as estruturas de oferta e demanda da Argentina e do Brasil, as oportunidades de integração foram completamente negligenciadas. De fato, o Brasil, na qualidade de importador líquido de petróleo, em lugar de dar preferência ao fornecimento da Argentina, fez a opção pela compra de grandes quantidades do produto junto a fornecedores do Oriente Médio, com o objetivo de tentar abrir mercado para produtos brasileiros na região.

No que respeita à sua estrutura, as indústrias energéticas nacionais caracterizavam-se tradicionalmente por uma organização industrial particular, com elevado grau de concentração, uma forte presença de empresas estatais verticalmente integradas e detentoras de monopólios nacionais. Esta organização industrial resultava das especificidades tecnológicas deste setor, do caráter estratégico desta indústria para o desenvolvimento econômico baseado na estratégia de substituição de importações, e da disponibilidade de crédito internacional e de recursos públicos para o financiamento dos investimentos das empresas estatais.

O quadro da integração regional só começou a se alterar a partir de princípios da década de noventa, quando as negociações no âmbito do MERCOSUL já haviam avançado substancialmente. O desequilíbrio nos fluxos comerciais entre a Argentina e o Brasil e a crescente pressão de setores industriais argentinos em favor de uma reversão dos déficits no comércio bilateral levaram o governo brasileiro a promover uma reorientação das importações de petróleo em favor da compra do produto da Argentina. Como resultado desta mudança, a Argentina que até 1992 foi um fornecedor marginal de petróleo para o Brasil, passou em apenas três anos a ocupar posição de destaque na pauta, respondendo por cerca de um quarto do petróleo importado pelo país a partir de 1995 (Tabela 1).

TABELA 1. *Importações Brasileiras de Petróleo (em mil toneladas)*

<i>Ano</i>	<i>Importação Proveniente da Argentina (a)</i>	<i>Importação Total do Brasil (b)</i>	<i>(a/b) em%</i>
1991	54.163	25.292.900	0,2
1992	298.229	26.268.267	1,1
1993	3.297.310	22.551.119	14,6
1994	4.718.748	23.783.542	19,8
1995	5.210.044	22.490.259	23,2
1996	6.614.181	25.526.259	25,9
1997	6.465.837	27.713.550	23,3
1998	5.416.841	22.984.144	23,6
1999	3.107.984	18.210.070	17,1
2000	4.652.738	15.123.678	30,8

Cabe, porém, observar, que o aumento da compra de petróleo argentino pelo Brasil em meados na década de 1990 constituiu tão somente uma resposta a um fator contingencial, associado ao desequilíbrio na balança comercial entre os dois países. Entretanto, o aumento do fluxo comercial no setor petrolífero acabou resultando numa aproximação efetiva dos setores de petróleo e gás dos dois países. Tal aproximação pode ser exemplificada pela operação de troca de ativos entre os atores dominantes do setor de petróleo nos dois países: a Petrobras e a Repsol-YPF. Esta troca de ativos totalizando um bilhão de dólares foi formalizada em dezembro de 2000 e envolve a transferência de mais de 700 postos de distribuição na Argentina para a Petrobras (12% do mercado argentino de distribuição de combustíveis), além da refinaria de Bahía Blanca com capacidade de processamento de 30,5 mil barris/dia. Em troca a companhia de capital espanhol receberá 30% da refinaria da Petrobras no Rio Grande do Sul, além de 280 postos da BR Distribuidora e 10% do campo de Albacora na Bacia de Campos.

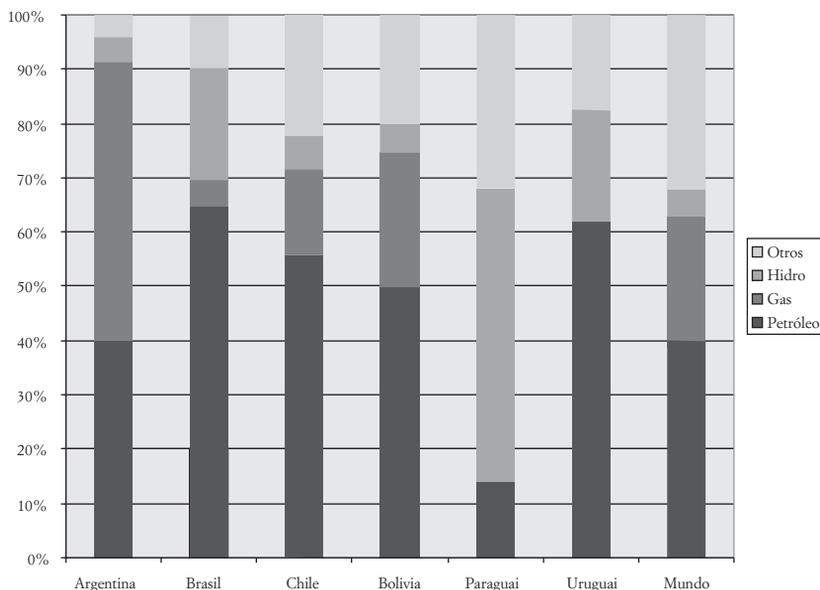
A conclusão do acordo entre a Repsol-YPF e a Petrobras depende ainda da aprovação dos órgãos reguladores de ambos os países. Se concluída, deverá representar um grande passo na integração do mercado de petróleo no MERCOSUL. Além de permitir um avanço na integração regional, este tipo de operação facilita a internacionalização de empresas energéticas nacionais, aumentando o poder de mercado destas em relação às empresas multinacionais de fora do bloco.

As complementaridades dos recursos energéticos dos países do MERCOSUL ficam evidentes ao se analisar as matrizes energéticas dos países (Figura 1). No caso do Brasil, por exemplo, a energia hidrelétrica representa parcela significativa do consumo em razão do elevado potencial e do aproveitamento dos recursos hídricos. A hidroeletricidade responde por 93% de toda a geração elétrica no Brasil. No caso da Argentina, diferentemente, a principal fonte de energia é o gás natural, uma vez que o país dispõe de importantes jazidas do produto. Como conseqüência, cerca de três quartos do parque elétrico instalado na Argentina é constituído de usinas térmicas que utilizam basicamente o gás natural como combustível. No caso das economias menores, por sua vez, a quase totalidade da oferta de energia está baseada na geração hidráulica. No Paraguai, este índice alcança 99% e todo o excedente de eletricidade não consumido no mercado doméstico é exportado para o Brasil. No Uruguai, o mesmo índice representa 84% do parque gerador do país.

A heterogeneidade das estruturas de oferta, especialmente no caso do Brasil e da Argentina, sugere a existência de complementaridades entre os sistemas energéticos dos países do MERCOSUL que foram escassamente exploradas até o presente. A integração entre as estruturas de oferta e demanda dos dois países poderia, por exemplo, abranger esforços direcionados para a maior disseminação do uso de energia baseada no consumo de gás natural, principalmente no tocante à geração de eletricidade, além da execução

de projetos voltados para a interligação dos sistemas e redes nacionais de distribuição de energia.

FIGURA 1. *Composição da matriz energética dos países do MERCOSUL-2000*



FONTE: Energy Information Administration-DOE.

De fato, as primeiras propostas coordenadas de integração regional na área energética datam da segunda metade da década de noventa, quando o Grupo Mercado Comum (GMC), durante sua XXIV Reunião realizada em dezembro de 1996 em Fortaleza, aprovou a pauta de negociação estabelecida pelo Sub-Grupo de Trabalho n.º 9 (SGT-9), na qual foi definida como tarefa prioritária a criação dos «Programas Energéticos do MERCOSUL». Em novembro do ano seguinte, o SGT-9 apresentou uma proposta de cronograma de trabalho que previa tanto a apresentação de informes contendo uma atualização dos dados dos sistemas energéticos dos países da Região¹, como a preparação dos termos de referência dos estudos que definiriam o conteúdo dos «programas». O SGT-9 estabeleceu que estes estudos deveriam atender a um objetivo geral, qual seja, o de definir uma metodologia de trabalho que permitisse «(...) otimizar a utilização dos recursos disponíveis

¹ O SGT-9 já havia reunido dados sobre o sistema energético da região no documento «Síntese Energética do MERCOSUL», publicado em 1997.

na região e aproveitar a escala do mercado ampliado, a fim de lograr uma melhor alocação de recursos, redução de custos e incremento da competitividade das economias e desenvolvimento social sustentável».

III. O NOVO CONTEXTO DAS INDÚSTRIAS DE GÁS E ELETRICIDADE

O contexto econômico, tecnológico e institucional atual das indústrias de gás e eletricidade pouco tem a ver com aquele que vigorava ao longo da década de oitenta e início dos anos noventa, quando aconteceram os primeiros acordos para a formação do MERCOSUL. O desenvolvimento do setor energético atual depende de novas forças econômicas e tecnológicas e requer um novo arcabouço institucional e regulatório que, no caso de um projeto de integração energética, deve ser concebido de forma a evitar assimetrias econômicas entre os países envolvidos.

III.1. *O esgotamento do modelo de desenvolvimento tradicional das indústrias energéticas*

A partir da década de oitenta, o modelo tradicional de desenvolvimento das indústrias energéticas foi questionado nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. No caso das indústrias de rede, como a indústria elétrica e de gás natural, o questionamento foi motivado basicamente pelo fim do «ciclo virtuoso», onde a expansão destas indústrias era acompanhado por reduções significativas das tarifas e melhoramento da qualidade do serviço, em função do aproveitamento das economias de escala e escopo (De Oliveira e Pinto Jr., 1998). Em vários países desenvolvidos e em desenvolvimento, a existência de monopólios e empresas estatais contribuiu para este «ciclo virtuoso» através de um menor nível de risco e pelo financiamento a baixo custo para os investimentos na expansão dos serviços.

À medida que as indústrias de eletricidade e de gás natural atingiram sua maturidade nos países desenvolvidos, as oportunidades técnicas para a exploração de economias de escala foram se exaurindo. A crise do petróleo na década de 70 e seus efeitos sobre os preços de seus derivados e do gás natural contribuíram para precipitar o fim do «ciclo virtuoso» do setor elétrico e de gás natural nos países desenvolvidos, que passaram a conviver com fortes aumentos nas tarifas de gás e eletricidade. Estes incrementos nas tarifas geraram uma percepção de que a organização institucional destes setores não era mais capaz de induzir um aumento da eficiência nos serviços fornecidos pelas concessionárias e, em conseqüência, deu origem a um movimento em favor de reformas na organização tradicional do setor elétrico e gasífero, tendo a introdução da concorrência como o seu pilar (Chevalier e Salaun, 1995).

A implementação de reformas no setor elétrico e gasífero nos países onde estas indústrias encontravam-se numa fase madura resultou em um novo modelo organizacional caracterizado pela desverticalização, introdução da concorrência² nos segmentos de produção e distribuição, por meio da adoção de regras que diferenciam os serviços prestados pelas firmas posicionadas nos diferentes segmentos da cadeia do gás e da eletricidade (*unbundling*)³. A abertura das redes de transmissão constituiu-se num dos eixos centrais das reformas pois, na prática, criou condições técnicas e econômicas para que os produtores de gás e eletricidade pudessem competir pelos mercados finais. As empresas de produção passaram a disputar o mercado por atacado em nível nacional e, em alguns casos, internacional, como é o caso da Europa.

III.2. *A crise do modelo tradicional na América Latina*

O movimento internacional de reformas das indústrias de energia e gás natural influenciou os países da América Latina, especialmente os do Cone Sul, uma vez que estes países também experimentaram uma importante deterioração no desempenho do modelo tradicional de organização da indústria energética ao longo da década de oitenta. Entretanto, a crise setorial na América Latina teve uma origem diferente e ocorre numa fase distinta do desenvolvimento destas indústrias. A redução do desempenho econômico das empresas energéticas da região não refletiu a maturidade destes mercados, mas sim a deterioração das condições macro-econômicas na região. Esta deterioração teve conseqüências importantes para as empresas da região, em particular no que se refere às condições de financiamento (Almeida e Pinto Jr., 1999).

Na maioria dos países da Região, a indústria elétrica ainda não atingiu sua maturidade e, com exceção da Argentina, a indústria de gás natural encontra-se na sua infância (Estrada *et al.*, 1995). A demanda de eletricidade deve crescer ainda a taxas elevadas nas próximas décadas. Ademais, existem importantes recursos hidrelétricos ainda inexplorados. Assim, a crise do setor elétrico na região ao longo das décadas de oitenta e noventa está essencialmente associada à crise do modelo de financiamento setorial (Pinto Junior, 1993). A crise da dívida no início dos anos oitenta precipitou o esgotamen-

² Sobre o processo de reforma das indústrias de rede, ver Arentsen e Dunneke (1996), Oliveira e Pinto Junior (1995), Joskow (1998), Teplitz-Sembitzky (1990), Glachant (1998) e Estrada *et al.* (1995).

³ A introdução da concorrência nas indústrias de rede se materializou a partir da noção da separação do produto transportado (energia elétrica e gás) do transporte (transmissão e distribuição). O produto é considerado uma commodity sujeita à concorrência e o transporte é visto como um serviço sujeito a fortes características de monopólio natural.

to do modelo de financiamento do setor baseado no crédito internacional a baixo custo.

Após a crise da dívida, apenas instituições multilaterais (Banco Mundial) continuaram a fornecer financiamento externo ao setor energético latino-americano. Este contexto financeiro deu ao Banco Mundial um importante poder político para induzir reformas estruturais nas indústrias energéticas da região. As reformas buscadas pelo Banco Mundial se basearam no diagnóstico de vários fatores que estavam na origem da crise setorial: intervenção política na gestão de empresas estatais (nepotismo); política energética e estrutura tarifária inapropriadas (principalmente subsídios e controle de tarifas por motivações políticas); falta de controle da eficiência das concessionárias; uso das concessionárias para captação de moeda forte (sobreinvestimento) (Pinto Junior, 1995).

Esse diagnóstico levou o Banco Mundial a propor reformas que seguem a mesma orientação daquelas adotadas nos países desenvolvidos. Dentre as medidas sugeridas destacam-se: a criação de agências regulatórias independentes do governo e das empresas estatais; o estabelecimento de uma nova estrutura tarifária, com o fim dos subsídios e considerando o custo marginal de longo prazo; a priorização dos investimentos para a redução das perdas técnicas e comerciais; e, o mais importante, o aumento da participação privada no setor, principalmente através da privatização das empresas estatais. Estas medidas foram priorizadas no processo de reforma do setor energético em todos os países do MERCOSUL.

III.3. *A convergência nos negócios de gás e eletricidade*

No novo contexto do mercado energético mundial, a indústria de gás natural (IGN) deixou de ocupar um papel coadjuvante, e passou a ser protagonista da evolução deste mercado. A partir da década de 1970, novos fatos contribuíram para dar um grande impulso ao desenvolvimento da indústria do gás natural: i) a elevação do preço do petróleo aumentou o valor econômico das reservas de gás, que concorre com os derivados do petróleo em boa parte do mercado energético; ii) a nacionalização das reservas de petróleo dos países produtores membros da OPEP, levou os países industriais a buscarem a redução do seu nível de dependência do petróleo importado, mediante a diversificação da matriz energética, na qual o gás natural passou a desempenhar um papel central; iii) a busca da recomposição das reservas pelas grandes empresas de petróleo privadas, resultou na descoberta de novas reservas de gás fora da zona da OPEP; iv) o fim da guerra fria viabilizou a implementação de projetos internacionais para a comercialização de gás natural⁴;

⁴ À exemplo da exportação de gás da Rússia e norte da África para a Europa ocidental;

v) o aumento das restrições ambientais para a geração elétrica a carvão e de origem nuclear abriu espaço para a geração elétrica a gás; vi) finalmente, o desenvolvimento de novas tecnologias para geração elétrica a gás natural, como veremos mais adiante.

Paralelamente, as fronteiras institucionais e tecnológicas entre diferentes indústrias energéticas enfraqueceram-se, fazendo com que a diversificação correlata se tornasse uma das principais estratégias concorrenciais no atual processo de reestruturação destas indústrias. Verifica-se, por um lado, uma aproximação tecnológica importante entre as atividades de transporte e distribuição de energia e o fornecimento de serviços de telecomunicações, abrindo espaço para a diversificação das empresas energéticas em direção ao setor de telecomunicações. Por outro lado, as atividades de comercialização que emergem do processo de desverticalização abriram novas oportunidades de negócio, ancoradas na possibilidade de aproveitamento das economias de escopo (Almeida, 2001).

Tradicionalmente, a dinâmica de desenvolvimento da indústria do gás natural ocorreu de forma relativamente independente da indústria de eletricidade, tendo o gás natural participação marginal na geração de eletricidade. O desenvolvimento das turbinas a gás em ciclo combinado (TGCC) abriu espaço para uma dinâmica de convergência dos negócios de gás e eletricidade, na medida em que permitiu conversão de gás em eletricidade fora dos nichos de mercados tradicionais (Islas Samperio, 1995; Bicalho e Almeida, 2001). Na década de 90, as centrais de ciclo combinado assumiram papel dominante na expansão do parque gerador de eletricidade. Dois argumentos têm sido apontados como justificativa para esse movimento empresarial: i) a diminuição dos custos de transação para as empresas que atuam nos mercados de eletricidade e de gás natural; ii) o aproveitamento das sinergias, tanto nas redes (dutos e transporte de eletricidade), quanto na prestação de serviços energéticos (eletricidade e calor) para o consumidor final (Almeida e Oliveira, 2000).

III.4. *O surgimento de global players*

A liberalização regulatória das indústrias energéticas contribuiu para mudar radicalmente a estratégia das empresas que atuam no setor. Antigos monopólios regionais viram seus consumidores sendo atraídos por novos serviços e menores preços oferecidos por novos entrantes na indústria ou concessionárias que eram monopolistas em outras áreas de concessão. O resultado deste processo foi o aumento da rivalidade entre as empresas energéticas e a transformação do ambiente de seleção.

Novas forças de concorrência tornaram-se dominantes modificando completamente as estratégias das empresas. As principais estratégias das empresas energéticas no novo ambiente de negócios são: i) a diversificação

de negócios para reduzir riscos; ii) a busca de um certo grau de integração vertical para construir poder de mercado e explorar economias de escala e escopo; iii) a diversificação geográfica dos investimentos para explorar oportunidades de negócios em diferentes mercados e reduzir os riscos de mercados.

No atual contexto, as fusões e aquisições são um instrumento central para compensar a perda de mercado nas antigas áreas de concessão exclusiva, viabilizando a participação da empresa num processo de competição ampliado, na escala nacional e internacional. Também é um elemento central para a diversificação tecnológica, por meio da união de empresas com competências tecnológicas complementares produzindo-se uma forte tendência de reconcentração empresarial.

Nos Estados Unidos, as fusões e aquisições nas indústrias de eletricidade, gás e água somaram 41 bilhões de dólares em 1996 e 1997 (Flowers, 1998). Entre 1992 e 1996, as aquisições e fusões feitas por concessionárias americanas fora dos EUA somaram US\$ 25,4 bilhões. A maioria destas operações se concentrou no Reino Unido (53%), justamente em decorrência do processo de reforma e privatização realizado naquele país, enquanto a América Latina foi responsável por 16% destas operações.

Esse processo de fusões e aquisições resultou na formação de grandes grupos energéticos, integrados verticalmente e horizontalmente, que exploram as complementaridades tecnológicas nas diferentes fases da cadeia produtiva e entre as diferentes indústrias (empresas como Enron, El Paso, AES, Iberdrola, Southern, CMS, Houston e PSEG são exemplos destes grupos). Na maior parte das vezes, estes grupos se formaram a partir da fusão e de aquisições entre empresas de transporte e distribuição de gás e eletricidade. Entretanto, em alguns casos, antigos monopólios verticalizados aproveitam o seu poder de mercado para adotar estratégias de diversificação, em resposta à mudança no ambiente de seleção (EDF da França, Tractebel da Bélgica, Endesa da Espanha e EDP de Portugal são alguns exemplos).

As economias emergentes, como as dos países do MERCOSUL, oferecerem grandes oportunidades para as empresas com capacidade de atuação em escala internacional. A demanda de energia nestes países cresce a uma taxa superior à média dos países desenvolvidos e, na maioria dos países, os governos vêm adotando políticas agressivas de privatização. Estes mercados são particularmente atrativos uma vez que a intensidade da concorrência tende a ser menor que a vigente nos países desenvolvidos.

IV. A NOVA INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA NO MERCOSUL

Como foi mostrado anteriormente, o contexto atual da integração energética no MERCOSUL é radicalmente diferente daquele vigente ao longo da década

da de oitenta e início dos anos noventa. Atualmente, os investimentos na integração energética não dependem mais apenas da vontade política dos governos dos países envolvidos, que não contam mais com a principal ferramenta para implementação destas decisões: o investimento de empresas estatais. O contexto atual de grande restrição do financiamento público e de ausência de linhas de crédito de instituições multilaterais a este tipo de investimento, torna muito mais complexo o processo de decisão e implementação de projetos energéticos internacionais. Estes investimentos ao serem capitaneados por grupos empresariais privados, seguem rígidos critérios empresariais na análise dos riscos dos projetos de investimento. Neste novo contexto, a integração deixa de estar associada apenas à interconexão das infra-estruturas, e passa a depender de uma verdadeira integração dos mercados energéticos.

É importante ressaltar que projetos de investimento em infra-estrutura energética envolvendo mais de um país implicam em riscos econômicos mais elevados do que aqueles planejados no nível nacional. Um projeto envolvendo dois países envolve, por exemplo, um duplo risco-país. Além disto, mesmo nos países onde o processo de reforma do setor energético resultou na introdução da concorrência e privatização, a presença do Estado continua sendo importante, não mais através da intervenção direta no mercado (investimentos), mas através da regulação e coordenação dos mercados. Mudanças na política econômica em um dos países podem afetar radicalmente a rentabilidade do projeto internacional. Por esta razão, projetos envolvendo mais de um país têm como condicionante uma articulação da política energética e regulatória dos países envolvidos, visto que assimetrias regulatórias criam riscos que muitas vezes inviabilizam projetos energéticos internacionais.

IV.1. *Política Energética e Assimetrias Regulatórias no MERCOSUL*

Os países membros do MERCOSUL vêm tentando implementar reformas do setor energético que seguem em linhas gerais o diagnóstico e as recomendações do Banco Mundial (ver seção III.2). Entretanto, uma análise das reformas em cada um dos países membros revela uma grande heterogeneidade nos «modelos» de regulação e mercado, bem como no ritmo de implementação das reformas⁵. Vários fatores têm contribuído para estas assimetrias: i) os diferentes graus de complexidade tecnológica das indústrias energéticas em cada país; ii) as distintas fases de desenvolvimento das indústrias; iii) os diferentes níveis de complexidade do processo político que con-

⁵ Na nossa análise das assimetrias regulatórias nos países do MERCOSUL, incluímos a Bolívia, por se tratar de um país associado e em função da importância deste país como exportador de energia para o MERCOSUL.

dicionam as reformas; iv) a diversidade da organização industrial anterior às reformas; e v) diferentes graus de presença e intervenção do estado.

Argentina

A Argentina é o país da região que mais avançou no processo de reforma estrutural das indústrias energéticas. Impulsionado pela grave crise econômica dos anos oitenta, o governo argentino implementou uma reforma radical do arcabouço regulatório das indústrias energéticas, transformando completamente o papel do Estado no setor. Estas reformas seguiram as principais recomendações do Banco Mundial expostas acima.

O processo de reforma na IGN começou em 1989 e teve como pilar a separação estrutural dos segmentos da cadeia da IGN: produção, transporte e distribuição. A produção do gás foi estruturada como uma atividade competitiva e foi criado um mercado atacadista. As atividades de transporte e distribuição permaneceram reguladas por constituírem um monopólio natural. Para tanto, foi criado um órgão regulatório independente do governo e das empresas, denominado «Ente Nacional Regulador del Gás-ENAR-GAS». Para viabilizar a competição no mercado atacadista, os grandes consumidores e comercializadores passaram a ter livre acesso à infra-estrutura de transporte e distribuição, com a aplicação de uma tarifa regulada. Além do livre acesso à infra-estrutura de distribuição, os grandes consumidores passaram a ter direito ao *by pass* físico, isto é, podem se conectar diretamente a um gasoduto tronco sem utilizar a infra-estrutura de uma empresa distribuidora.

Com a privatização da empresa Gas del Estado S.A., a distribuição de gás passou a ser realizada por oito empresas regionais. Duas empresas ficaram responsáveis pelo transporte em grandes distâncias (Transportadora de Gas del Norte-TGN e Transportadora de Gas del Sur-TGS). Estas duas empresas foram proibidas de comercializar gás, separando-se, desta forma, o segmento competitivo daqueles considerados passíveis de introdução da concorrência. Com a constituição de um mercado atacadista de gás, produtores, distribuidores e grandes consumidores passaram a negociar livremente os preços e as quantidades.

À introdução de mudanças na indústria de gás natural, seguiu-se a reforma da indústria de eletricidade, que trilhou basicamente as mesmas etapas da reforma do setor gasífero. Foi implementada a separação estrutural das atividades do setor elétrico - geração, transporte e distribuição - e, com vistas a regular os segmentos não competitivos (transporte e distribuição), foi criado um órgão independente, o «Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE)».

A competição no setor foi introduzida a partir da criação de um mercado atacadista de eletricidade (Mercado Eléctrico Mayorista), que agrega a ofer-

ta e a demanda de eletricidade e fixa o preço *spot* com base no custo marginal do último gerador despachado para atender a demanda. A administração do mercado atacadista é realizada por uma empresa independente e sem fins lucrativos.– Compañía Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anonima (CAMMESA), a cuja responsabilidade está também a operação do sistema elétrico integrado.

A experiência de reforma na Argentina tem sido apontada como referência para os países da região, em função do seu êxito em termos de expansão da oferta de eletricidade ao longo da década de 1990. Esta expansão levou a Argentina de uma situação de déficit de suprimento e baixa qualidade dos serviços para um contexto de excesso de oferta, melhoramento da qualidade dos serviços e forte redução dos preços no atacado. O excesso de oferta de energia elétrica resultou num aumento expressivo das exportações de eletricidade para os parceiros do MERCOSUL ⁶.

Brasil

Desde 1995, o Brasil vem introduzindo uma série de reformas nas indústrias de gás natural e eletricidade, buscando estabelecer um mercado competitivo e criando um ambiente institucional propício aos investimentos privados. Apesar de seguir basicamente a mesma orientação das reformas introduzidas na Argentina, o ritmo do processo de reforma bem como os resultados obtidos até o momento foram radicalmente diferentes.

A reestruturação da indústria de suprimento elétrico brasileiro se sustenta na Constituição Federal de 1988 e foi inaugurada no ano de 1993, quando foi promulgada a Lei 8631 promoveu a reorganização econômico-financeira das empresas do setor abrindo caminho para a reforma. Com esta lei se abandonou o sistema de remuneração por custo de serviço e a equalização das tarifas cobradas pelas empresas, que havia sido fonte de grandes ineficiências econômicas.

A reforma no setor de energia elétrica foi inaugurada com a nova lei das concessões (lei 8987 de 1995), que estabeleceu a base jurídica para a participação da iniciativa privada nos projetos energéticos. Esta lei submeteu todos os serviços públicos a licitações públicas, introduzindo assim a competição nos investimentos para expansão de setor energético. No mesmo ano, a lei 9074 criou a figura jurídica dos Produtores Independentes de Energia enquanto os grandes consumidores de energia (mais de 10 Mw) dei-

⁶ Três fatores explicam o aumento dos investimentos no setor elétrico argentino após as reformas: i) a existência de grandes reservas de gás nas mãos de agentes privados que buscavam sua monetização; ii) o grande avanço tecnológico na geração termelétrica a gás natural (turbinas a gás em ciclo combinado); e iii) a velocidade da reforma Argentina que concentrou no país as oportunidades para investimentos dos *global players* na Região.

xaram de ser clientes cativos das distribuidoras regionais de eletricidade. Em 1997, o Congresso aprovou a lei 9427 que criou um regulador independente para o setor: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este novo marco regulatório estabeleceu ainda livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para os grandes consumidores para escolher seus fornecedores.

A partir desse novo marco regulatório, o governo brasileiro buscou implementar a competição no mercado elétrico através da criação do «Mercado Atacadista de Energia-MAE». Apesar da decisão política da criação deste mercado, a ANEEL encontrou dificuldades técnicas e políticas para a efetivação do mesmo, e optou pela implementação progressiva somente a partir de 2003⁷.

Além deste novo arcabouço institucional e regulatório, o governo iniciou um programa agressivo de privatizações no setor elétrico. Cerca de 70% do mercado de distribuição de eletricidade foi privatizado (Almeida e Pinto Jr., 1999). Entretanto, as dificuldades políticas para a definição das regras do MAE atrasaram o processo de privatização da geração, o que resultou num ambiente econômico desfavorável aos novos investimentos, que culminou na recente crise de oferta no setor elétrico brasileiro.

A reforma na IGN no Brasil enfrenta um contexto econômico bastante diferente daquele que vigorava na Argentina em 1990. A IGN no Brasil apresenta duas características básicas que influem no processo de reforma e construção de um mercado competitivo: i) encontra-se numa fase incipiente do seu desenvolvimento, com pouca infra-estrutura de transporte e distribuição; e ii) o setor conta com a presença da Petrobrás como agente dominante na produção e no transporte.

Constitucionalmente, a regulação da indústria de gás no Brasil é dividida entre os níveis federal e estadual. No nível federal, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), o regulador independente do setor de petróleo e gás, é responsável pela regulação da produção e do transporte até os *city gates*. A partir dos *city gates* a regulação setorial é de responsabilidade dos estados, que podem estabelecer regras específicas através de agências reguladoras estaduais.

A partir de sua criação em 1997, a ANP vem buscando encorajar a introdução de pressões competitivas no setor, por intermédio da concessão de novas áreas de exploração a agentes privados, bem da autorização para novos agentes construírem gasodutos e importar gás de países vizinhos. Além da auto-

⁷ Estas dificuldades advêm do maior custo da energia dos novos projetos para expansão do setor em relação ao custo médio de geração das hidrelétricas antigas, hoje responsáveis por 95% da oferta de energia no país. A introdução do MAE implica na necessidade de elevação dos preços da energia antiga para os níveis da nova energia. Se isto fosse feito hoje, as tarifas elétricas sofreriam um reajuste de 100%. Ao introduzir o mercado livre paulatinamente, o governo diluiu este aumento de tarifas em 5 anos.

rização para a construção de novos gasodutos para concorrer com a Petrobras, a ANP trabalha no sentido de regulamentar o livre acesso nos gasodutos troncos. Entretanto, o papel dominante da Petrobras na produção e comercialização no país não deverá sofrer alterações no curto e médio prazos.

No segmento da distribuição, as agências regulatórias estaduais que estão em operação têm optado pela concessão de exclusividade de mercado a empresas concessionárias, senão por todo o período de concessão, pelo menos por um período de tempo relativamente longo de tal forma a permitir que estas empresas recuperem seus investimentos na construção da rede de distribuição (12 anos no caso do Estado de São Paulo). Desta forma, os consumidores finais, inclusive as usinas termelétricas, estão submetidos a um monopólio no fornecimento de gás natural.

Até o presente momento, as duas maiores distribuidoras de gás brasileiras (Comgas, no Estado de São Paulo e CEG, no Rio de Janeiro) foram privatizadas. Além disto, duas outras áreas de distribuição foram concedidas a empresas privadas. Além destas empresas, existem 17 outras empresas de distribuição no país, com capital majoritariamente estatal.

A implementação da reforma nas indústrias de gás e de eletricidade no Brasil mostrou-se um processo político e institucional muito mais complexo que a experiência Argentina. Em primeiro lugar, cabe ressaltar a grande complexidade da estrutura industrial do setor elétrico Brasileiro. A presença de aproximadamente 60 empresas elétricas atuando no país, com estrutura patrimonial diversificada (empresas estatais federais, estaduais e municipais, além de privadas), resultou num maior grau de dificuldade política para a condução da reforma.

A esta dificuldade juntaram-se três problemas adicionais: i) a predominância da geração hidráulica no Brasil (95% da eletricidade produzida) dificultou a elaboração de regras para a convivência entre a energia térmica e hidráulica e para o funcionamento do MAE (a excelente operação otimizada das bacias hídricas dificultam a inserção da geração térmica); ii) a preponderância de problemas de cunho macroeconômicos no processo de decisão da reforma setorial, privilegiando-se a privatização do setor à elaboração das regras do novo mercado energético (Almeida e Pinto Jr., 1999); e iii) o atraso na definição de regras de livre acesso e de precificação do gás natural fornecido pela Petrobras para projetos termelétricos (a demora em solucionar o problema da compra de gás em dólares e a venda da eletricidade em reais, num momento de crise cambial no país).

Esses problemas somados levaram à uma escassez de investimentos no setor elétrico. As empresas geradoras estatais foram impedidas de realizarem novos investimentos para atender a demanda, pois esperava-se que as mesmas seriam privatizadas. O setor privado, por outro lado, aguardava a privatização destas empresas e a solução dos impasses relativos às regras do MAE e do fornecimento do gás para lançarem novos investimentos na geração. Finalmente, as empresas distribuidoras não tinham incentivos para

investir, uma vez que encontravam-se plenamente atendidas pelos seus contratos iniciais. A conseqüência deste processo foi a crise de escassez de oferta que se instalou no setor elétrico brasileiro em 2001, levando as autoridades do setor a adotar um doloroso programa de racionamento de energia para cortar cerca de 20% da demanda. Naturalmente, o racionamento implica em forte reação popular contra as reformas no setor, além de gerar enormes perdas econômicas para as empresas do setor e da economia em geral.

A crise energética atual deverá implicar na revisão radical do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro. Neste ponto, torna-se crítico o problema das assimetrias regulatórias com os outros membros do MERCOSUL, em especial com a Argentina. A direção que tomar a revisão do arcabouço regulatório no Brasil dependerá da evolução das forças políticas nas eleições gerais de 2002 e do sucesso do atual programa de contenção da demanda.

Bolívia

Apesar de apresentar um pequeno mercado energético, quando comparado aos mercados da Argentina e do Brasil, a Bolívia pode ser considerada uma peça chave da dinâmica atual dos mercados energéticos do MERCOSUL. A importância da Bolívia encontra-se basicamente nas suas grandes reservas de gás natural e no fato de ser a potencial supridora de combustível para a expansão do setor elétrico brasileiro⁸.

O processo hiperinflacionário que se instalou na Bolívia nos anos oitenta, impulsionou um programa de ajustamento econômico estrutural monitorado pelo FMI que resultou numa redefinição completa do papel do Estado na economia. Esta reforma estrutural implantou um novo arranjo institucional para o setor energético onde o Estado deixou de atuar como produtor para concentrar-se na regulação dos mercados energéticos. As mudanças culminaram na privatização da maioria das empresas estatais do setor energético.

O processo de reforma do setor energético boliviano aconteceu de forma concomitante em todas as indústrias energéticas e foi inaugurado com a Lei das Privatizações de 1992 (lei n. 1330), que permitiu a transferência de ativos de empresas estatais para os trabalhadores e para as empresas privadas. A Lei de Capitalização de 1994 (lei 1544) criou um mecanismo engenhoso para a privatização das empresas estatais bolivianas. Permitiu ainda a

⁸ Apesar de a Argentina se constituir em um fornecedor importante para o Brasil e o Chile, deve-se considerar que aquele país é o principal comprador de gás natural na Região, com um consumo 5 vezes superior ao brasileiro. Ademais, o sucesso da reforma do setor elétrico e a competitividade do suprimento elétrico argentino se apóia na oferta de gás a baixos custos. Uma eventual escalada nas exportações de gás natural para o Brasil são condicionadas pelo pleno atendimento da demanda de gás na Argentina.

transferência das ações do Estado Boliviano para o sistema previdenciário dos bolivianos maiores de idade e previu a capitalização destas empresas por investidores privados (sócio estratégico), criando assim empresas de economia mista. A Lei n. 1600 de 1994, criou o sistema de regulação setorial (SIRESE) com o objetivo de controlar e supervisionar as indústrias de infra-estrutura (telecomunicações, água, eletricidade, transporte e petróleo e gás). A regulação destas indústrias passou a ser feita por cinco superintendências especializadas em setores específicos.

A lei de Hidrocarburos de 1996 (lei n. 1689) estabeleceu os princípios regulatórios do setor de petróleo e gás natural. A regulação do *upstream* da cadeia de petróleo e gás ficou sob a responsabilidade do vice-ministério de Energia e Hidrocarburos, enquanto o segmento *downstream* passou a ser regulada pelo SIRESE através da Superintendência de Hidrocarburos. A nova regulação da indústria de gás natural introduziu a competição na produção de gás, ao permitir a entrada de agentes privados através da concessão de áreas de exploração e da privatização dos ativos da empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), em 1996 e 1997.

Para viabilizar o aproveitamento das reservas do país, o governo boliviano buscou incentivar investimentos privados no segmento do transporte, culminando na construção do gasoduto Bolívia-Brasil, com a participação de vários *global players* (Enron, British Gas, Shell, Petrobras, BG Group, El Paso e Total Final Elf) num investimento total de US\$ 2,1 bilhões, dos quais US\$ 430 milhões na Bolívia⁹. Apesar da privatização dos ativos da YPFB, a empresa continuou existindo, atuando como empresa estatal responsável pelos contratos de exportação de gás natural. Ou seja, a YPFB atua como uma empresa intermediária (*paper company*) nas exportações de gás produzido pelas empresas privadas que atuam na Bolívia. Os contratos de importação de gás das empresas que operam no Brasil e Argentina são feitos com a YPFB.

A reforma do setor de gás natural boliviano resultou num grande afluxo de investimentos estrangeiros na aquisição e desenvolvimento de reservas de gás natural. A construção do gasoduto Bolívia-Brasil foi essencial nesta nova fase de desenvolvimento da IGN boliviana pois abriu um mercado para o aproveitamento do potencial gasífero do país. Com a inauguração do gasoduto, as empresas detentoras de áreas de concessão intensificaram seus esforços para a identificação de reservas. O resultado deste esforço foi a multiplicação por seis das reservas provadas e prováveis na Bolívia, que hoje atingem cerca de 1,32 trilhões de m³. A expectativa é de uma elevação adicional destas reservas com o esforço exploratório em andamento.

⁹ O gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), conta com 3000 kms, ligando os campos produtores da Bolívia a Porto Alegre (RS), passando por São Paulo. Atualmente, sua capacidade de transporte é de 17 mm³/dia. A capacidade total prevista no projeto é de 30 mm³/dia. Para se atingir esta capacidade será necessário investir em estações de compressão.

Atualmente, as principais empresas detentoras de reservas na Bolívia são: Petrobrás, Repsol-YPF, Total Fina Elf, British Gas e British Petroleum. O volume de reservas provadas já seria suficiente para exportar cerca de 90 mm³/dia para o Brasil durante 20 anos. O mercado brasileiro dificilmente poderá absorver todo o potencial de oferta da Bolívia. Por esta razão, algumas empresas já estudam maneiras alternativas para o aproveitamento do gás da Bolívia fora da região, através da cadeia de Gás Natural Liquefeito ou da conversão química do gás para derivados de petróleo (Gas To Liquids).

A Bolívia também buscou implementar reformas na indústria de eletricidade visando à introdução da concorrência e à participação do setor privado. Em 1994 foi criado o órgão regulador do setor elétrico (Superintendencia de Electricidad) que ficou responsável pelas concessões e licenças de geração, transmissão e distribuição; pela aprovação das interconexões internacionais; pela supervisão do Comitê Nacional de Despacho de Carga, órgão responsável pela coordenação e administração das transações ocorridas no Sistema Interconectado Nacional; além de aprovar preços e tarifas para a eletricidade. O processo de reforma do sistema elétrico boliviano implicou ainda na separação estrutural dos segmentos de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica além da criação de várias empresas, a partir da divisão dos ativos da antiga empresa estatal do setor (ENDE).

Paraguai

Ao contrário dos países vizinhos, o Paraguai não passou por uma experiência de reforma estrutural do setor elétrico. O setor energético paraguaio apresenta uma estrutura institucional caracterizada pela participação do Estado como empresário e por uma elevada dispersão institucional. Não existe, no âmbito do governo central, um órgão específico responsável pela elaboração da política energética e pela regulação das empresas do setor energético¹⁰. Vários ministérios influenciam na elaboração de políticas para o setor energético o que dificulta a coordenação das mesmas. Ao mesmo tempo, o Estado executa a gestão empresarial dos setores de eletricidade e petróleo através de duas empresas estatais: a Administración Nacional de Electricidad (ANDE) e a Petróleos Paraguios (PETROPAR).

A ANDE é uma empresa estatal autônoma do ponto de vista da obtenção de recursos. Entretanto, a execução destes recursos depende do Orçamento da União, com a conseqüente falta de agilidade que isto representa. A empresa possui múltiplos papéis, muitas vezes contraditórios. Reúne o papel de operador, poder concedente e regulador. Além disto, é um importante ator nas ações de controle inflacionário e de políticas sociais. A ANDE constitui

¹⁰ Na realidade existe o cargo de Vice-Ministro de Minas e Energia. Entretanto, este cargo está dependente do Ministério de Obras Públicas e Comunicações.

uma empresa estatal verticalizada, que tem exclusividade no fornecimento do serviço de energia aos clientes ligados à rede nacional de transmissão e distribuição.

Esta empresa possui ainda participação de 50% do capital social de Yaciretá e Itaipu, duas hidrelétricas binacionais com participação do Paraguai. Desta forma, a configuração institucional do setor energético paraguaio é totalmente discrepante em relação ao que vigora atualmente nos principais sócios do MERCOSUL.

Desde 1996, o governo paraguaio propôs três projetos de lei para reformar o setor. A principais mudanças propostas nestes projetos de lei seriam: i) a criação de um mercado atacadista de energia («Mercado Eléctrico Mayorista Paraguayo-MEPA»); a criação de um regulador setorial («Ente Regulador de Energia Eléctrica-ENREL»); e a separação das atividades da indústria elétrica com o reconhecimento dos seguintes atores: geradores, transportadores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres. Em nenhum destes projetos de lei foi proposto a privatização sequer parcial da ANDE. A reforma proposta pelo governo Paraguai ainda não foi aprovada pelo Congresso em função da grande instabilidade política que atravessa o país.

O Paraguai não possui uma indústria de gás natural. Por este motivo o governo paraguaio almeja introduzir este combustível na sua matriz energética através da importação de outros países (Argentina e Bolívia). O governo participou das negociações do projeto do Gasoduto do MERCOSUL. Os dutos passariam pelo Paraguai, mas esta idéia acabou sendo abandonada pelos agentes envolvidos. A grande dificuldade para o Paraguai viabilizar a introdução do gás natural na sua matriz energética se deve à ausência de mercado para grandes projetos de geração termelétrica, tendo em vista o excesso de oferta de energia hidrelétrica no país.

Uruguai

O consumo energético uruguaio no ano 2000 era composto de: derivados de petróleo (60%), hidro-eletricidade (23%) e a lenha (16%). O país não possui reservas comprovadas de petróleo e é o único da região que já aproveitou totalmente seu potencial hidroelétrico (Usinas de Salto Grande - 50% com Argentina - e Constitución - Palmar). Estas usinas atendem 73% da demanda elétrica e o parque térmico que utiliza derivados de petróleo representa os 27% restantes.

Apesar de ter avançado mais que o Paraguai no processo de reforma do setor energético, a configuração regulatória em vigor no Uruguai ainda mantém uma estrutura institucional tradicional. O setor elétrico é operado por uma empresa verticalmente integrada, a «Usinas y Transmisiones Eléctricas» (UTE). Além desta, também participa da operação do setor elétrico

uruguaio a «Comisión Técnica Mixta de Salto Grande»-(CTM) que é responsável pela hidrelétrica binacional de Salto Grande.

Em 1997, foi aprovada a lei 16.832 que reforma o marco regulatório do setor elétrico, criando um Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Esta lei prevê a separação das atividades do setor e o reconhecimento dos agentes que operarão de forma competitiva no mercado atacadista (geradores, transportadores, distribuidores, comercializadores e grandes consumidores). A lei prevê ainda a criação de uma empresa pública não estatal responsável pela gestão do mercado atacadista: Administración Del Mercado Eléctrico (ADME). Apesar de ter sido aprovada em 1997, esta lei ainda não foi regulamentada em função da dificuldade política enfrentada pelo processo de privatização da UTE. Entretanto, em fevereiro de 2001, o governo uruguaio obteve êxito parcial ao vencer um referendo anti-privatização.

A indústria de gás natural está em vias de constituição no Uruguai. Ao contrário do Paraguai, a indústria do gás natural apresenta um grande potencial de crescimento no Uruguai, em particular no segmento de geração termelétrica. Desde 1995, existe distribuição de gás canalizado manufaturado na região de Montevideu, realizado pela empresa Gaseba, do grupo Gaz de France. A construção de um gasoduto ligando Buenos Aires a Montevideu (gasoduto Cruz Del Sur), irá viabilizar o fornecimento de gás natural para esta região ainda em 2001. A introdução do gás natural no Uruguai ocorrerá sob égide de um arcabouço regulatório que prevê a participação privada e a concorrência. Atualmente o Ministério de Indústria Energia y Minería (MIEM) atua como autoridade regulatória do setor. Estão previstas as figuras econômicas dos transportadores, distribuidores, grandes consumidores e importadores. Entretanto, o governo estuda o desenvolvimento de um marco regulatório definitivo para o setor, com objetivo de desenvolver um mercado competitivo e estabelecer um órgão regulador independente.

IV.2. *Oportunidades para a Integração Energética no MERCOSUL*

Como já foi apontado na seção II, as oportunidades para a integração energética no MERCOSUL são imensas, tomando-se em conta a complementaridade dos recursos energéticos dos países. O principal potencial de intercâmbio energético encontra-se na área do gás natural, em função da maior facilidade do seu transporte (possibilidade de estocagem e baixas perdas dos gasodutos), e da disparidade dos recursos gasíferos dos países da Região. Existe, portanto, um grande potencial para a exploração das sinergias técnicas e econômicas com a interconexão dos sistemas elétricos da Região, como veremos adiante.

Exportações de gás natural para o Brasil

Tendo em vista as complementaridades de recursos gasíferos na região, a Bolívia e a Argentina buscaram durante muitos anos, sem sucesso, um acordo comercial com o Brasil para a exportação de gás. A introdução da concorrência no setor elétrico brasileiro transformou a geração termelétrica na opção tecnológica mais adequada para a expansão da oferta de eletricidade no Brasil com investimento privado. A crise de oferta de energia no Brasil faz da geração termelétrica a gás, uma opção tecnológica incontornável a curto e médio prazo. Os projetos termelétricos têm uma menor intensidade de capital e um prazo de construção muito inferior à geração hidráulica, além de serem mais adequadas ao investimento privado.

Até 2005, um grande número de novos projetos de geração termelétrica a gás está previsto no Brasil, com uma potência total a instalar estimada em 17 GW (Losekann, 2000). Se forem concretizados, estes investimentos resultarão numa demanda de cerca de $65 \text{ mm}^3/\text{dia}$, somente no segmento de geração elétrica. Segundo previsão do plano estratégico da Petrobras, cerca de 50% do mercado nacional em 2005 será abastecido com gás importado da Argentina (10%) e, principalmente da Bolívia (40%).

Os países do MERCOSUL que possuem capacidade de exportação de gás (Argentina e Bolívia) deverão ter um papel central no atendimento desta demanda prevista. Para isto, será necessário um grande volume de investimentos na cadeia do gás. Atualmente, já existe capacidade de transporte que permite o Brasil importar cerca de $17 \text{ mm}^3/\text{dia}$ da Bolívia (Gasoduto Bolívia- Brasil) e $10 \text{ mm}^3/\text{dia}$ da Argentina (Gasoduto Aldea Brasileira-Uruguaiana). A térmica de Uruguaiana, pertencente à El Paso, já está sendo abastecida por gás argentino. Entretanto, já foi tomada a decisão de expandir a capacidade de transporte do gasoduto Bolívia- Brasil para 40 milhões de m^3/dia ¹¹, além da ampliação da capacidade de importação da Argentina para 15 milhões de m^3/dia ¹². Ademais, encontra-se em construção um gasoduto pertencente à Enron (Lateral Cuiabá), ligando a Bolívia à cidade de Cuiabá-MT, com capacidade de transportar $3 \text{ mm}^3/\text{dia}$. Este gasoduto irá abastecer duas térmicas a gás natural da mesma empresa em Cuiabá.

¹¹ Para tanto são necessários a conclusão do projeto original que prevê a capacidade de 30 milhões de m^3/dia , e a expansão do gasoduto através da venda, por concurso aberto, de mais 10 milhões de m^3/dia para novos carregadores (*shippers*).

¹² Dependendo da construção do gasoduto entre Uruguaiana e Porto Alegre no Brasil ($12 \text{ mm}^3/\text{dia}$) que irá interligar a rede de transporte da TGN (Norte da Argentina) ao gasoduto Bolívia Brasil em Porto Alegre-RS.

Exportações de Gás Argentino para o Chile e Uruguai

O Chile constitui hoje um grande mercado para o gás natural Argentino. O país já importa gás natural através de três gasodutos cuja capacidade de transporte atual é de 10 milhões mm^3/dia . Esta capacidade pode se expandir de forma significativa com investimentos relativamente pequenos em novas estações de compressão. A consolidação da infra-estrutura de interligação entre o Chile e a Argentina e o aumento do comércio de gás natural é bastante ilustrativo do potencial da integração energética no MERCOSUL. Atualmente, o gás argentino já abastece térmicas a gás natural em Santiago do Chile através do Gasoduto dos Andes. As vendas de gás natural através deste gasoduto estão vinculadas a um contrato de longo prazo (15 anos), que prevê o aumento gradativo das exportações de 2,5 mm^3/dia para 10 mm^3/dia .

Um outro projeto importante é aquele que prevê exportações de gás para viabilizar a expansão da planta de Metanol existente no sul do Chile (Punta Arenas) (Methanex Chile Limited). Dois contratos de vendas de gás foram assinados entre as empresas detentoras de reservas no Sul da Argentina (Repsol-YPF, Bidas, Chavuco Resources e Sipetrol) e a Methanex, prevendo-se o fornecimento de 4,5 mm^3/dia para abastecer dois trens adicionais desta planta.

Finalmente, destaca-se a construção do gasoduto Atacama (20 polegadas), que liga o Norte da Argentina à cidade de Mejillones no Norte do Chile. Este gasoduto viabilizou o abastecimento de uma térmica em Mejillones. O contrato de venda de gás existente atualmente prevê a venda de 2,65 mm^3/dia .

As exportações de gás argentino para o Uruguai ocorrerão por meio da construção de dois gasodutos. O primeiro interligando a província argentina de Entre Rios à cidade uruguaia de Paysandú, na divisa com a Argentina. Através deste projeto prevê-se a exportação de 2 mm^3/dia visando, principalmente o abastecimento de uma térmica. O segundo gasoduto é o de Cruz del Sur ligando Buenos Aires a Montevideú. Serão 6 milhões m^3/dia disponibilizados no sul do Uruguai, já no início de 2002. O projeto inicial do Cruz del Sur prevê sua extensão até Porto Alegre no Brasil. Entretanto, esta construção ainda não foi aprovada pelos proprietários do gasoduto (BG com 40%, Pan American com 30%, Ancap com 20% e Wintershall com 10%). Para chegar a Porto Alegre, o gasoduto terá que cruzar cerca de 800 km de região pouco industrializada, antes de chegar a uma área abastecida por concorrentes. Por esta razão, a expansão do Cruz del Sur até Porto Alegre dependerá da construção das termelétricas gaúchas, capazes de justificar os investimentos previstos.

A Interconexão Elétrica na Região

A interconexão elétrica na Região pode ser considerada bastante incipiente se comparada à infra-estrutura de transporte de gás natural. É importan-

te mencionar que a interconexão entre o Brasil e os países limítrofes requer investimento em centrais de conversão de frequência, uma vez que no Brasil a energia é gerada em 60 Hertz enquanto nos outros países o padrão é 50 Hertz.

Atualmente, existe uma interconexão entre o Brasil e a Argentina que permite a troca de 1000 MW de potência. Uma nova interconexão de 1000 MW está em construção, em função da grave crise energética no Brasil. Estes projetos foram implementados prevenindo-se a comercialização de eletricidade por atacado por empresas dos dois lados da fronteira. Apesar de os contratos de comercialização existentes atualmente preverem a exportação para o Brasil, existe a possibilidade de exportação de energia secundária do Brasil para a Argentina, nos períodos de forte hidraulicidade no Brasil. A existência de um mercado *spot* na Argentina facilita a comercialização deste tipo de energia não garantida.

Além da interconexão com a Argentina, a térmica em construção pela Petrobras em Puerto Suarez na Bolívia, divisa com o Brasil, permitirá a exportação de volumes significativos de energia para o Brasil (80 MW). Da mesma forma, a interconexão entre a Argentina e o Chile soma 700 MW de potência, permitindo também um comércio significativo de energia.

Todavia, a infra-estrutura existente e em construção ainda está muito aquém do potencial de interconexão dos países da Região, em razão das maiores complexidades técnicas e econômicas para o comércio da eletricidade que requer uma coerência dos arcabouços regulatórios dos países envolvidos, além de exigir uma forte coordenação técnica dos organismos gestores do mercado elétrico. Este arcabouço técnico e institucional ainda está por se construir no MERCOSUL.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS: UMA AGENDA PARA A NOVA INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

Este trabalho procurou evidenciar uma mudança radical do contexto do mercado mundial de energia. As indústrias energéticas do MERCOSUL não passaram ao largo destas transformações. Os países da Região têm buscado adequar a suas respectivas estruturas regulatórias para este novo contexto de mercado, caracterizado pela introdução da concorrência senão nos mercados de energia, pelo menos na disputa pelos projetos para expansão destas indústrias. Desta forma, a expansão das indústrias de gás e eletricidade na região se dará majoritariamente através de investimentos privados, liderados por empresas globais que atuam nos seus diversos países.

Foi mostrado também que o intercâmbio de gás natural está na base da expansão da oferta de eletricidade no MERCOSUL, no novo contexto do mercado elétrico. Apesar de existirem reservas suficientes na Região para

atender a demanda dos projetos de expansão do setor elétrico e dos outros segmentos de consumo, serão necessários muitos investimentos para o aproveitamento destas reservas e para a expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição deste gás nos países onde esta indústria encontra-se numa fase incipiente (Brasil, Bolívia, Uruguai e Paraguai).

Tendo em vista a grande necessidade de investimentos para viabilizar a integração do setor energético regional, cabe frisar a especificidades destes investimentos que implicam na necessidade de uma política de integração específica para o setor. Gasodutos internacionais, por exemplo, são projetos de difícil implementação, em particular, em se tratando de um investimento realizado por empresas privadas. No negócio do gás natural existe uma grande interdependência entre os agentes envolvidos em projetos ao longo da cadeia e os investimentos que são realizados por meio de contratos de longo prazo para reduzir os custos de transação. Em projetos internacionais, os riscos políticos e econômicos dos contratos de longo-prazo são muito mais elevados¹³.

A análise da experiência recente dos mercados energéticos liberalizados já mostrou que o Estado tem um papel importante na viabilização da expansão destes mercados com investimentos privados. Tendo em vista os riscos elevados dos investimentos em função da interdependência dos agentes envolvidos (custos de transação) e as especificidades dos ativos das indústrias de gás e eletricidade, os mecanismos de mercados não são suficientes para prover uma estrutura de governança adequada para os projetos (Almeida e Pinto Jr. 2001, Glachant, 1998 e Teplitz-Sembitzky, 1990). A ação do governo tem um papel importante criando mecanismos adicionais de coordenação dos investimentos como, por exemplo, de regulação dos mercados, de regulação da concorrência, e da criação de sistemas de garantias e planejamento indicativo.

O desenvolvimento da integração energética no MERCOSUL demanda uma ação conjunta dos governos da Região para criar mecanismos de coordenação adicionais aos mecanismos de mercado, visando reduzir os riscos e, por conseqüência, os custos de transação nos projetos energéticos no interior do Bloco. Dentre os mecanismos adicionais, é importante a coordenação das atividades de planejamento energético visando o estabelecimento de um plano de expansão indicativo para o MERCOSUL. Uma vez que os projetos internacionais precisam da autorização dos governos envolvidos, é importante que os governos da Região façam um planejamento de longo prazo de forma conjunta, considerando a complementaridade dos recursos energéticos, indicando para os agentes privados quais projetos deverão ser priorizados.

¹³ O projeto do gasoduto Bolívia-Brasil só se viabilizou em função do apoio político do governo brasileiro que assumiu os riscos econômicos do financiamento da parte brasileira do gasoduto (\$ 1,7 bilhão), colocando-se na posição de garantidor de última instância.

É importante enfatizar que a coordenação dos investimentos não se resume à realização de um planejamento energético para a Região. Igualmente necessária é a participação ativa dos governos no processo de negociação dos projetos, uma vez que os mesmos são diretamente influenciados pela regulação setorial de cada país. O combate às assimetrias regulatórias deve ser, portanto, prioridade absoluta dos países do MERCOSUL. Como colocado em evidência, o arcabouço regulatório do setor energético da região apresenta importantes assimetrias nos diferentes países. O combate a estas assimetrias deve ocorrer em dois níveis. Em primeiro lugar, é importante que as decisões quanto à orientação das reformas setoriais não desconsiderem os avanços já obtidos nos outros países da Região. Em segundo lugar, o trabalho das agências reguladoras que estabelecem as regras para a aplicação das decisões tomadas no âmbito da política energética e de defesa da concorrência, deverá levar em conta o trabalho das outras agências da região.

É importante ressaltar a necessidade não apenas de uma convergência do arcabouço regulatório, mas também de uma coordenação na aplicação de medidas regulatórias em projetos e operações que envolvam mais de um país. Isto é particularmente importante nas políticas de defesa da concorrência. Como o espaço da concorrência tende a se tornar cada vez mais regional e global, a aplicação de regras de defesa da concorrência considerando-se apenas os espaços nacionais pode não apenas dificultar novos investimentos como criar obstáculos à formação de empresas regionais fortes. Desta forma, é muito importante que o contexto regional da concorrência seja levado em consideração em processos de julgamento de operações de fusões, aquisições e de troca de ativos, como a que aconteceu entre a Petrobras e a Repsol-YPF.

Isto posto, fica evidente a necessidade de se criar algum instrumento comunitário que permita a articulação das ações, a coordenação do planejamento e a regulação no setor energético da região —a Secretaria de Energia do MERCOSUL— uma vez que a diversidade institucional dos países não permite que a coordenação das ações relacionadas ao planejamento energético e à regulação seja obtida por intermédio da cooperação bilateral dos mais diversos órgãos incumbidos desta tarefa na Região. Apesar da organização institucional atual do MERCOSUL não permitir a existência de organismos com poderes de decisão supranacionais, existe um grande espaço de trabalho para uma instituição comunitária com base na negociação voluntária entre os países. Várias atividades podem contribuir para a coordenação de políticas e ações regulatórias: i) o levantamento e a consolidação das informações energéticas dos países da Região; ii) a realização de estudos sobre potencial de integração energética; iii) o apoio técnico na elaboração do plano de expansão indicativo para os diversos setores energéticos da região; iv) o fórum de negociação entre os países para a aprovação dos planos de expansão indicativos; v) o fórum de intercâmbio e cooperação entre os órgãos reguladores da Região; vi) o apoio técnico nas

negociações internacionais entre empresas e governos envolvidos em projetos energéticos internacionais; e vii) o fórum de articulação e negociação entre governos e empresas envolvidas em projetos internacionais.

O contexto econômico atual das indústrias de energia abriu espaço para uma «nova integração energética». Esta nova integração já faz parte dinâmica atual dos mercados energéticos. Como mostrado ao longo do trabalho, as empresas já vêm buscando explorar as grandes oportunidades econômicas da integração. Chegou, portanto, o momento de os governos assumirem o seu papel na nova integração energética, não apenas através de acordos de princípios genéricos, mas através da negociação e sistematização de políticas cooperativas e da coordenação de ações concretas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almeida, E. L. F. (2001), «Convergência Tecnológica nas Indústrias de Rede: Novas Oportunidades e Estratégias para Desenvolvimento das Infraestruturas no Brasil». IE- UFRJ, Rio de Janeiro, mimeo.
- Almeida, E. L. F. e Oliveira, A. (2000), «Developing Brazilian Natural Gas Industry: Competition or Regulation?», *Minerals & Energy*, vol. 15, núm. 3.
- Almeida, E. L. F. de e Pinto Jr. H. (1999), «The Driving Forces in Brazilian Electricity Industry», *Energy Studies Review*, volume 9, núm. 2, Hamilton, Canada.
- Arentsen, M. e Dunneke, R. (1996), «Economic Organisation and Liberalisation of the Electricity Industry», *Energy Policy*, vol. 24, núm. 6.
- Bicalho, Ronaldo G. e Almeida, E. L. F. (2001), «Turbina a Gás: Oportunidades e Desafios», *Revista Brasileira de Energia*, vol. 8, núm. 1.
- Chevalier, Jean-Marie e Salaun, F. (1995), «Recomposition des industries électriques: internationalisation, nouveaux entrants, diversification», *Revue de l'Energie*, núm. 465.
- De Oliveira, A. (1999) (org.), *Energia e Desenvolvimento Sustentável, Eletrobrás/Instituto de Economia*, Rio de Janeiro, 160 págs.
- De Oliveira, A. e Pinto Junior, H. (1995), «La restructuration des industries électriques en Amérique Latine», *Revue de l'Energie*, núm. 465.
- De Oliveira, A. e Pinto Junior, H. (1998) (orgs.), *Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro, Garamond, 272 págs.
- De Oliveira, A.; Almeida, E.L.F. e Losekann, L. (1999), *O Gás Natural e a Reestruturação do Setor Elétrico*, GE-IE-UFRJ/Gaspetro Report, mimeo.
- Ellig, J. e Kalt, J. (1996) (orgs.), *New Horizons in Natural Gas Deregulation*. London, Praeger Publishers, 260 págs.
- Estrada, J., Moe, A. e Martinsen, K. (1995), *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*, Sussex, England, John Wiley & Sons, 375 págs.
- Flowers, E. (1998), *U.S. Utility Mergers and the Restructuring of the New Global Power Industry*, London, Quorum Books, 261 págs.

- Glachant, Jean-Michel (1998), «Le pool d'électricité en Grande-Bretagne: un arrangement institutionnel hybride», *Revue Economie Politique*, 108(1).
- Islas Samperio, J. (1995), «De la Turbine a Vapeur a la Turbine a Gaz Electrique: Competition Technologique et Formation d'un Nouveau Paradigme», *PhD Thesis at IEPE*, Grenoble.
- Jamison, M. (1999), *Pricing and Industry Structure: the New Rivalry in Infrastructure*. Kluwer Academic Publishers.
- Joskow, P. (1998), «Electricity Sectors in Transitions», *The Energy Journal*, vol. 19, núm. 2.
- Kahn, A. (1988), *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, Cambridge, MIT Press.
- Losekann, L., (2000), «O Programa Prioritário de Termeletricidade», *Petróleo e Gás Brasil*, vol. 1, núm. 1, novembro.
- MERCOSUL (1998), «Informe SGT-9/GT A». GRUPO DE TAREFAS A.
- Newberry, D. (1999), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries*, Cambridge, MIT Press.
- Petrobras (1999), *Plano Estratégico do Sistema Petrobras*. <http://petrobras.com.br>
- Pinto Junior, H. (1993), *Financement, Investissement et Modes d'Organisation des Industries Electriques: le cas des pays d'Amerique Latine*. Doctorate Thesis at Institute of Energy Policy and Economics/Grenoble II University.
- (1995), «As Novas Diretrizes do Banco Mundial para o Setor de Energia», *Revista Brasileira de Energia*, vol. 4, núm. 1.
- Teplitz-Sembitzky, W. (1990), «Regulation, Deregulation, or Reregulation - What is Needed in the LDCs Power Sector», *The World Bank Industry and Energy Department, Energy Series Paper*, núm. 30.