

janeiro 2008

ENERGIA & GEOPOLÍTICA

Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível

Desigualdades, ressentimentos e imprevisibilidades têm gerado tensões no comércio de gás entre Bolívia, Argentina e Brasil. Mas há saídas — e as empresas estatais podem jogar um papel decisivo para torná-las viáveis. Texto de assessor da presidência da Petrobrás abre série Ensaio Diplô

[André Ghirardi](#)

1. O DESAFIO ATUAL

Ao final de 2007 os países sul-americanos encontram-se diante de vários desafios para levar adiante a proposta de integração regional. Há divergência de entendimentos, a começar pela estrutura institucional que deverá presidir a integração (Mercosul, diante de CASA, Unasur, e CAN), e que se desdobra para os acordos comerciais, financeiros e políticos. No plano concreto, a principal manifestação desses desafios se dá no problema de suprimento de gás natural para os países da região. Apesar das grandes reservas potencialmente disponíveis em alguns países da região existe, ao final de 2007, um déficit no abastecimento de gás natural, que é a raiz de uma disputa velada entre Argentina e Brasil pelo gás produzido na Bolívia. Essa disputa também envolve diretamente o Chile, privado das exportações argentinas de gás, e, indiretamente, a Venezuela, detentora de reservas potencialmente suficientes para suprir toda a região, mas geograficamente isolada e com dificuldades crônicas para realizar plenamente a produção a partir de seu grande potencial.

Apresento a seguir uma consideração conceitual a respeito desse problema de suprimento de gás natural na América do Sul. Essa consideração baseia-se em aspectos econômicos formais da indústria do gás para avaliar seus principais desafios no presente momento, e para propor que as empresas estatais sejam protagonistas de uma agenda de trabalho proativa, para encaminhamento desse tema enquanto elemento central da integração sul-americana.

2. A FUNÇÃO INTEGRADORA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL

Enquanto instrumento de integração, a infra-estrutura de energia representa um desafio maior do que outros tipos de infra-estrutura (estradas, ferrovias, telecomunicações). Há pelo menos duas razões para

isso. A principal delas é a natureza estratégica dos bens envolvidos e sua relevância como elemento de segurança nacional. Outra é que requer simultaneamente um alto grau de integração comercial (compra e venda de bens) entre os países. Portanto, há que reconhecer, de início, a complexidade do tema, que necessariamente envolve os governos nacionais, além das empresas do setor, o que prenuncia um longo processo de negociação até que se encontre um encaminhamento aceitável para todas as partes interessadas.

A possibilidade de integração pela indústria de gás natural oferece vantagens. Os países da região buscam aproveitar a complementaridade entre oferta e demanda, a capacidade de financiamento e a capacitação tecnológica. Há necessidade de investimentos nos diversos segmentos da indústria, seja para explorar e expandir a base de reservas e produção, como para construir redes de transporte que levem o produto desde os campos até os centros consumidores, ou ainda para construir redes locais de distribuição nos centros urbanos. A construção de uma rede de comércio regional de gás pode, de fato, ser um instrumento eficaz para o desenvolvimento dos países do bloco regional.

Porém, a concretização dessas vantagens potenciais requer sacrifícios, na forma de uma contradição implícita a toda instituição de coordenação coletiva. Para integrar, é preciso obter um equilíbrio estável entre a liberdade (ou autonomia) das partes, e o controle (ou cooperação) do todo. Se há vantagens a ser auferidas pelas partes que compõem a integração, há igualmente limites que permitem a realização dessas vantagens. Dessa contradição intrínseca resulta que o problema central da integração é a distribuição dos benefícios produzidos. A proposta de integração terá êxito na medida em que cada uma das partes sinta-se razoavelmente satisfeita com as vantagens que obtém, a troca dos sacrifícios que se impõe.

Para obter benefícios da integração, é preciso aceitar limites à soberania de cada parte

Na indústria do gás, há manifestações específicas dessa contradição. Em princípio, a integração das sociedades da região, através de uma estrutura de produção-transporte-consumo de gás, possibilita pelo menos dois benefícios gerais. Primeiro: maior dinamismo das economias integrantes, como base para elevar o nível de produção e melhorar a distribuição do produto dentro de cada país. Segundo: poder conjunto, para negociar diante da comunidade internacional, maior do que teria cada uma das partes isoladamente. Como contrapartida a esses benefícios gerais apresenta-se a necessidade conjunta de obter acordo sobre limites no âmbito das ações soberanas individuais dos países, no tratamento das instituições que fundamentam esse comércio de gás — sem renunciar à noção de soberania de cada Estado nacional.

Esses benefícios e limitações gerais tomam contornos específicos para países produtores e consumidores. Os países produtores poderão desfrutar de investimento para exploração e desenvolvimento de reservas; segurança na comercialização do produto da lavra e, portanto, segurança de um fluxo estável de receitas no longo prazo; controle monopólico de grandes segmentos de mercado consumidor. Para isso, terão que aceitar apropriar-se das receitas de maneira a garantir os investimentos (com possibilidade de apropriar-se de parte dos excedentes gerados por flutuações especulativas de preços) — isto é, terão que permitir razoável estabilidade no fluxo de receitas, de forma a compensar o risco exploratório dos agentes investidores. Terão ainda que acordar condições que garantam estabilidade do fluxo de gás aos centros consumidores.

Os consumidores, por sua vez terão assegurado o fluxo contínuo de um insumo essencial para o sistema produtivo, e poderão ter esse insumo a

um preço menor do que pagariam pelo recurso importado de fora da região. Em contrapartida, deverão assegurar o pagamento regular ao produtor; submeter-se em alguma medida à flutuação especulativa dos preços internacionais do gás natural; e conceder controle monopólico de longo prazo sobre parte considerável de seus mercados nacionais de gás. O elemento distributivo, que vai determinar se as partes estão ou não razoavelmente satisfeitas, deverá materializar-se na definição de instrumentos que tornem operacionais uma convenção (coordenação) de repartição do valor do gás natural entre produtores e consumidores.

3. CONDICIONANTES ECONÔMICOS PARA COORDENAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS

Há fundamentos econômicos decorrentes das características físicas da indústria, que se traduzem em potenciais vantagens e limitações para as possibilidades de coordenação entre as partes envolvidas na estruturação do comércio regional de gás natural. A natureza estratégica e não-renovável dos hidrocarbonetos faz com que estes sejam, em geral, propriedade do Estado. Os Estados nacionais, por sua vez, exploram esses hidrocarbonetos através de concessões [1], seja a uma única empresa do próprio Estado, ou a outras empresas, privadas ou públicas, nacionais ou estrangeiras [2].

Para as considerações a seguir, toma-se como unidade de análise a transação de gás da seguinte maneira: um consumidor (comprador) que pode suprir-se através de um gasoduto ligado a um produtor (vendedor) ou, alternativamente, pode suprir-se através de terminais de gás natural liquefeito (GNL) abastecidos por diversos produtores. A pergunta que se coloca é: como se organizará essa transação entre os agentes da região?

Há três dimensões importantes para determinar como se organiza essa transação entre comprador e vendedor de gás natural [3]: especificidade de ativos, incerteza, e frequência da transação. A primeira dimensão diz respeito à *natureza dos ativos envolvidos*. Quando se compra e vende gás através de um gasoduto, a transação está baseada em tecnologia específica, que requer pesados investimentos em ativos que se prestam exclusivamente para esta transação entre um comprador e um fornecedor [4]. O deslocamento do gasoduto para outra localidade implicaria em perda vultosa, ou mesmo total, de seu valor. A essa condição chama-se especificidade de ativo, e é a principal dimensão econômica desse gasoduto dedicado à transação entre comprador e vendedor de gás natural.

A vantagem dos ativos específicos é que têm potencial para reduzir custos da transação, desde que operem por longos períodos de maneira contínua, pois são projetados especificamente para esta finalidade. A desvantagem é o risco associado a essa busca da redução de custo. Caso ocorra inadimplência por qualquer das partes, de maneira que leve à interrupção da transação, há grandes perdas, pois o ativo permanece ocioso e não gera o fluxo de receitas necessário para recuperar o investimento. Esse risco não existiria caso se escolhesse, em lugar do ativo específico, um ativo genérico que permitisse ao comprador negociar no mercado com outras partes, caso ocorra impedimento de algum fornecedor específico. Na indústria do gás, o ativo genérico seria o terminal de regaseificação de GNL que, uma vez instalado, pode receber o gás de qualquer dos vendedores disponíveis [5], ainda que a preços significativamente mais altos.

Fator decisivo nos acordos de longo prazo sobre gás: a confiança recíproca entre os países

Do equilíbrio entre essa vantagem e o risco correspondente depende a

decisão entre investir em ativo específico (potencial para menor custo) ou ativo genérico (flexibilidade para escolher a contraparte na transação). É necessário registrar que, para a tomada de decisão, é importante a identidade particular de vendedor e comprador. Devido ao risco representado pelo vínculo através de gasoduto, a decisão sobre investimento no ativo específico depende da consideração de quem sejam o comprador e o vendedor, e do grau de confiança entre eles, pois o êxito do investimento dependerá da continuidade da transação. Essa situação é oposta à que se configura em operações “de mercado”, nas quais não importa a personalidade ou identidade de compradores e vendedores, os quais concluem instantaneamente transações com produtos padronizados e a preços “de equilíbrio”. No caso do gasoduto, a transação está longe de ser instantânea (estende-se por décadas). O preço é ajustado por cláusulas de mútuo acordo. E as partes não são quaisquer. A expectativa sobre o comportamento das partes como potencial fonte de incerteza é, neste caso, um elemento central para a decisão sobre o tipo de ativo a ser utilizado na transação. Quanto maior a incerteza, mais debilitada será a opção pelo ativo específico. A seguir se analisa a incerteza em maior detalhe.

Incerteza é a segunda dimensão econômica relevante para a decisão sobre o tipo de ativo (específico ou genérico) que media a transação com o gás natural. A principal fonte de incerteza nesta decisão é o comportamento das partes. Há duas dimensões de comportamento particularmente relevantes enquanto fontes de incerteza. A primeira diz respeito aos limites que existem para o alcance da decisão racional. Isso ocorre porque ninguém pode ter conhecimento pleno de todos os elementos relevantes para a decisão. E, mesmo para os elementos relevantes conhecidos, ninguém pode ter conhecimento de seu comportamento futuro. As partes negociantes têm conhecimento de apenas algumas das variáveis mais próximas e imediatas para a decisão. Com isso, podem ser apenas intencionalmente racionais, no âmbito da informação disponível, e com base em sua capacidade de acesso e processamento dessa informação.

Além disso, as negociações não costumam ocorrer em situações ideais, mas freqüentemente sob pressão de prazos curtos e risco de grandes somas, o que reduz ainda mais o espaço para o processamento adequado de informação. Essa condição é formalmente designada racionalidade limitada dos agentes. Ou seja, as partes não podem ter conhecimento, em tempo hábil, de tudo o que seja relevante para a transação. Exemplos de fatores que tipicamente limitam a análise racional são: o comportamento futuro do mercado internacional (notadamente preços e condições geopolíticas); as condições climáticas (regime de chuvas, temperaturas, etc.); mudanças institucionais associadas aos ciclos políticos de cada país (“risco político”).

Todos esses são fatores que influenciam diretamente os termos da relação entre vendedor e comprador, mas não são conhecidos, não são controláveis, não são administráveis. Se não fosse assim, seria possível redigir um contrato perfeito, no qual estariam previstas todas as possíveis contingências, e seriam previamente definidas as necessárias ações correspondentes. Na vida real, os contratos são necessariamente imperfeitos, e os limites de racionalidade constituem-se em fonte de incerteza na execução dos contratos. Ativos específicos requerem maior grau de contratualização (institucionalidade) do que os ativos genéricos — ou seja, requerem contratos mais abrangentes, ainda que não se possa fazê-los mais detalhados, devido à racionalidade limitada.

Se houver demanda permanente, o gasoduto é vantajoso. Do contrário, vale recorrer ao GNL

A segunda dimensão de comportamento relevante como fonte de incerteza é a existência de assimetrias de informação [6]. Significa que, na prática, as partes envolvidas têm distintos graus de informação sobre os vários

aspectos da transação, seja para a definição dos termos de uma convenção (contrato), seja para a execução desse acordo. A existência dessa assimetria cria o risco do que se denomina comportamento oportunista ou comportamento estratégico por qualquer das partes.

O comportamento oportunista é aquele que não está de acordo com a intenção declarada no acordo que rege a transação e que, apesar disso, pode ser adotado por uma das partes por conveniência momentânea (exemplos: qualificação de empresas em licitações; nível de esforço exploratório; declaração de custos; barreiras normativas pelo governo). Evidentemente que a possibilidade de comportamento oportunista agrega grande incerteza ao processo decisório. Pelo alto valor do investimento envolvido, o ativo específico é desfavorecido, quanto maior for a possibilidade de comportamento oportunista por qualquer das partes envolvidas na transação.

A terceira dimensão econômica a se considerar é a *freqüência* da transação. Sabe-se que o ativo específico tem potencial para reduzir custos, caso opere de maneira contínua. Isto significa que transações mais freqüentes favorecem o investimento no ativo específico, que requer maior desembolso inicial, mas pode realizar a transação a custo menor, pois é projetado para atender às características particulares da transação. Transações ocasionais ou intermitentes favorecem o investimento no ativo genérico, que, embora apresente maior custo por transação, requer menor imobilização de capital. A consequência é que, sob condições de demanda firme (permanente) para o gás, o gasoduto seria mais vantajoso, em princípio. Para condições de demanda flexível (intermitente), o ativo genérico (GNL) seria mais vantajoso.

A seguir consideram-se as manifestações específicas das dimensões econômicas de especificidade de ativos, incerteza, e freqüência, com relação a investimentos na infra-estrutura de transporte de gás natural na América do Sul, particularmente no Cone Sul.

4. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL

Para considerar os condicionantes específicos da indústria na região, convém tomar como foco de análise o entorno da bacia do Rio da Prata onde, já dissemos, está o grande centro consumidor de gás [7]. Ao redor da bacia do Rio da Prata, há um anel, formado por gasodutos, que liga dois grandes consumidores, Argentina e Brasil, e um grande exportador, Bolívia. O gasoduto sai de Buenos Aires para oeste, depois sobe em direção à Bolívia, e retorna a sudeste na direção de São Paulo, de onde desce em direção a Porto Alegre. Se acrescentarmos o ramal entre Buenos Aires e Uruguaiana, veremos que quase se fecha esse anel que abastece de gás o centro econômico do continente (para que se feche completamente falta o trecho de Uruguaiana a Porto Alegre). Se acrescentarmos as extensões ao Rio de Janeiro e Belo Horizonte, teremos englobada a região que concentra a maior parte da atividade econômica da região.

A Argentina tem reservas provadas de 16 Tcf [8], principalmente nas bacias de Neuquén e Austral, e menos nas bacias do Norte e de São Jorge. Em anos recentes, houve pouco acréscimo a essas reservas, enquanto que o consumo cresceu rapidamente. Esse esgotamento relativo dos recursos argentinos pode ser constatado pelo declínio da razão reservas/produção, atualmente da ordem de apenas oito anos. A produção atual é da ordem de 115 MM m³/dia [9]. Essa produção tem que ser complementada com importações da ordem de 5 MM m³/dia da Bolívia. A Argentina tem contratos de exportação com Chile e Uruguai. O perfil geológico do solo argentino, e o histórico de explorações já concretizadas, deixam pouca esperança de que ocorra qualquer aumento significativo de reservas e produção no futuro imediato. A demanda doméstica de gás natural é a maior do continente, com 120 MM m³/dia, que corresponde a cerca de

40% da demanda total da região. Desse total, 25% vão para a indústria; 25% para centrais termelétricas (65% da potência instalada é térmica; nem toda é gás) [10]; 12% para residências; 6% para veículos; e 10% para exportações.

Possui extensa rede de gasodutos, com capacidade de transporte de 150 MM m³/dia [11]. No momento, essa rede opera a plena capacidade nos picos de demanda. Há conexões externas por gasodutos com a Bolívia (7,5 MM m³/dia), Chile (15 MM m³/dia e 30 MM m³/dia), Brasil, e Uruguai (20 MM m³/dia pelo gasoduto Cruz Del Sur). Entre todos os países da região, é a Argentina que tem maior participação do gás natural na matriz energética (52%). Tem também as maiores taxas de crescimento do PIB em anos recentes, o que implica em altas taxas de crescimento da demanda de gás natural. A combinação de demanda crescente com produção estável e reservas declinantes significa aumento de importações. Significa também que essa crescente demanda interna compete com as exportações contratadas com o Chile e Uruguai.

A fonte mais acessível de importações é a Bolívia, pelas reservas provadas e prováveis, e pelo acordo firmado entre os governos (7,7 MM m³/dia desde janeiro de 2007 com mínimo de 4,6 MM m³/dia, com aumento de 20 MM m³/dia a partir de janeiro de 2010). Para que se cumpra o acordo com a Bolívia será necessário investir em nova capacidade de transporte na Argentina, que seria o GNEA, bem como na exploração e desenvolvimento de novos campos produtores na Bolívia.

Apesar das novas descobertas de jazidas, consumo também cresce. Brasil continuará a importar gás

O Brasil tem reservas de 10 Tcf. Tem reservas crescentes, e tem novas reservas em desenvolvimento (Espírito Santo, Campos, Santos, e Manati) [12]. Tem demanda interna de 48 MM m³/dia (26 MM m³/dia na indústria), que corresponde a cerca de 15% do total da região. Importa em média 26 MM m³/dia da Bolívia, conforme contrato resultante de acordo entre os Estados nacionais, e que tem validade até 2019. A demanda projetada de gás natural para 2011 é de 121 MM m³/dia, se considerarmos o despacho contínuo de todas as termelétricas a gás. Desse total, estima-se que 71 MM m³/dia serão supridos pela produção doméstica. Calcula-se que cerca de 75% da demanda projetada para 2011 seja firme (permanente) e 25%, flexível (intermitente) — essa última, principalmente de centrais elétricas. Ou seja, haverá aumento proporcionalmente maior da demanda flexível.

Em todo caso, o Brasil seguirá dependente de importações. O gás natural tem participação pequena (9%) na oferta primária de energia, mas as taxas de crescimento da demanda por gás natural no Brasil são as maiores da região (média de 17% nos últimos 4 anos). O crescimento da demanda de gás, a taxas muito superiores às do PIB, significa mudança estrutural na oferta primária de energia no país, com aumento da participação relativa de fontes não-renováveis.

A Bolívia tem abundantes reservas de gás. As reservas provadas estão em cerca de 20 Tcf. As prováveis agregariam pelo menos outro tanto. Esses níveis de reservas dão ao país condições potenciais de produzir gás muito além dos atuais 40 MM m³/dia. Tem como vizinhos três mercados (Argentina, Brasil, e Chile) que representam dois terços da demanda de gás na região e que, neste momento, são altamente demandantes de importações de gás. A demanda interna boliviana de gás é hoje de 6 MM m³/dia. Exporta em média 25 MM m³/dia ao Brasil (com contrato de até 30 MM m³/dia) e 5 MM m³/dia para a Argentina. Tem com a Argentina o já mencionado acordo para exportar até 7,7 MM m³/dia desde janeiro de 2007, e outros 20 MM m³/dia a partir de janeiro de 2010.

De forma que a Bolívia tem contratados cerca de 64 MM m³/dia a partir de 2010, frente a uma capacidade de produção de pouco mais de 40 MM m³/dia. Há, portanto, evidentes benefícios potenciais em desenvolver imediatamente novas reservas que lhe permitam atender à demanda.

Dada essa situação regional de oferta e demanda, existiriam em princípio condições favoráveis à coordenação entre os países — em particular, entre Argentina, Bolívia, e Brasil. Apesar desse cenário potencialmente favorável, a expansão da estrutura de produção e transporte de gás natural sofre implicações diretas da combinação dos fatores econômicos (ou seja, a especificidade de ativos) com racionalidade limitada, frequência da transação e comportamento estratégico, analisados anteriormente, e que se retoma a seguir, a partir das condições específicas da região.

Considere-se inicialmente a dimensão de especificidade de ativos nas decisões de expansão da capacidade do sistema. A grande extensão do continente e as longas distâncias entre produtores e consumidores significam que os gasodutos são longos e caros. A demanda está concentrada ao redor da Bacia Platina (Sul-Sudeste do Brasil e Grande Buenos Aires), enquanto que a fonte mais próxima de exportação está concentrada principalmente na Bolívia. Há dez anos, o gasoduto entre Bolívia e Brasil, com cerca de três mil quilômetros de extensão e capacidade de 30 milhões de m³/dia, custou 2,5 bilhões de dólares [13]. Atualmente, o Gasene, entre Vitória e Salvador, no nordeste do Brasil, com capacidade para 20 milhões de m³/dia e cerca de mil quilômetros de extensão, está orçado em cerca de 2 bilhões de dólares.

O futuro GNEA – Gasoduto do Nordeste Argentino, que terá 1,6 mil km entre Bolívia e Argentina, está igualmente orçado em 2 bilhões de dólares. Investimentos desse porte requerem estruturas complexas de financiamento de longo prazo, através de uma rede de diluição de risco entre diversos agentes. O financiamento pressupõe, portanto, a existência de um número de agentes razoavelmente confiantes de que a transação se dará conforme planejado.

Entre Bolívia e Brasil, existe o Gasbol, já mencionado, com capacidade de 30 MM m³/dia. Nos períodos 2003-2005, o Brasil promoveu o aumento do uso de gás natural, pois em 2003 utilizava apenas a metade do *take-or-pay* de 24 MM m³/dia com a Bolívia. Chegou ao nível de contrato ao final de 2005. Em 2005, considerou-se a ampliação do Gasbol no Brasil. Iniciou-se o procedimento preliminar do processo licitatório. A própria Petrobras, juntamente com outras empresas, havia ofertado capacidade adicional de 15 MM m³/dia, nessa chamada preliminar — o que levaria à duplicação da capacidade atual.

Para os três países a coordenação duradoura é benéfica. Mas o diabo mora nos detalhes

Aqui, porém, interpõe-se a especificidade de ativos. O gasoduto é inteiramente específico para a transação entre os dois países. Além da especificidade, os volumes transportados pelo gasoduto representam hoje cerca de metade da oferta total de gás para o Brasil, e mais de 80% das exportações da Bolívia. De forma que, logo após a promulgação do decreto de nacionalização pelo governo boliviano, em maio de 2005, o Brasil começou a buscar alternativas ao suprimento vindo da Bolívia — seja pela expansão da produção doméstica, seja pelo desenvolvimento de alternativas flexíveis para importação. A licitação para expansão do Gasbol foi cancelada com a nacionalização da indústria de gás na Bolívia, e não há planos para retomá-la. O Brasil investe pesadamente para ampliar sua ainda reduzida rede interna de transporte (projetos Gasene e Malhas). Como alternativa flexível à expansão do gasoduto (ativo específico), estão orçados investimentos em dois terminais de GNL (ativo genérico) — um próximo ao Rio de Janeiro (para 14 MM m³/dia), e outro no litoral do Ceará (para 6 MM m³/dia), no Nordeste brasileiro, com operação prevista para o

início de 2008.

Já a situação entre Argentina e Bolívia apresenta-se diferente daquela entre Bolívia e Brasil. A Argentina tem extensa rede de gasodutos, com capacidade total para transportar 150 MM m³/dia [14]. No momento, essa rede opera a plena capacidade, nos picos de demanda. Há conexões externas por gasodutos com a Bolívia (8 MM m³/dia), com o Chile (15 MM m³/dia e 30 MM m³/dia), Brasil e Uruguai. O trecho já existente entre Argentina e Bolívia é o Gasoduto do Norte. Além dele, está planejado o Gasoduto do Nordeste Argentino (GNEA), que terá capacidade de 20 MM m³/dia, e para o qual foram abertas licitações em meados de julho de 2007. O GNEA seria um ativo com especificidade parcial para a Argentina, pois o gás importado da Bolívia que exceder as necessidades argentinas poderia ser redirecionado ao Chile. Esse procedimento já tem precedente no passado recente. Além disso, o GNEA representará fração menor do mercado argentino (17%) em comparação aos 50% do Gasbol para o Brasil. Ao mesmo tempo em que se promovem as licitações para o GNEA, há interesse manifesto por parte da Venezuela em fornecer GNL à Argentina, embora sem avançar as condições específicas em que isso se faria.

Atualmente [15], o gás que a Bolívia vende ao Brasil chega à fronteira dos dois países a um preço da ordem de USD 4,80/MM BTU. Acrescentando-se o custo de transporte por gasoduto, chega às portas do principal mercado consumidor (São Paulo) por USD 6,50/MM BTU. Neste mesmo momento, o GNL está cotado a USD 7,50/MM BTU para entrega ao mercado norte-americano. Haveria um custo adicional de um a dois dólares por milhão de BTU se o destino fosse o Brasil. Dessa forma, e a esses preços, numa transação hipotética de 20 milhões de m³/dia, a opção por GNL representaria um custo anual adicional de 250 a 500 milhões de dólares — ou seja, cerca de dez a vinte por cento do investimento mencionado para os gasodutos, no caso de operação contínua. Por outro lado, enquanto o gasoduto permitiria dispor do gás a menores preços sob fluxo contínuo, o GNL permitiria comprar apenas o volume necessário e, em caso de ociosidade parcial, um custo de oportunidade muito menor que o do gasoduto, além das garantias de compra e remessa de gás que usualmente fazem parte dos contratos de gasoduto.

O que se vê, em síntese, sob a óptica de especificidade de ativos, é que existe na região suficiente volume de reservas e demanda firme para justificar a constituição de novos ativos específicos — isto é, para expandir-se a rede de gasodutos. Isto é verdade tanto entre países, Argentina-Bolívia e Bolívia-Brasil, como internamente aos países, notadamente no Brasil e na Bolívia. Ao lado disso, existe também uma crescente porção flexível de demanda, notadamente no Brasil, que justifica a constituição de ativos genéricos. A decisão sobre o montante de recursos direcionados a investimento num tipo ou outro de ativo será fortemente influenciada pelos elementos de incerteza anteriormente abordados, seja por racionalidade limitada, seja como por riscos de comportamento, conforme se vê a seguir.

Duas imprevisibilidades: o preço dos combustíveis e o cenário político da América do Sul

Sob o ponto de vista de racionalidade limitada há dois condicionantes principais das decisões de investimento no momento atual: preços, e marco institucional. De parte dos preços, é notável a rápida escalada do petróleo tipo WTI, de um valor médio em torno de 30 dólares por barril, em 2003, para mais de 90 dólares por barril, em outubro de 2007. Esse comportamento dos preços está condicionado por quatro características que implicam limites à racionalidade. O primeiro é a forte expansão da demanda, principalmente nos mercados da China e Índia, além dos países da OCDE. Prevê-se a continuidade do movimento de expansão nos próximos anos. Essa previsão, ainda que razoavelmente precisa, encontra

limites na medida em que depende da manutenção do delicado equilíbrio entre níveis domésticos de preços, crescimento do produto, e estabilidade política nos principais países consumidores.

O segundo limite à previsão racional de preços está associado a logística: hoje, metade do petróleo produzido no mundo é transportado internacionalmente. Isso faz com que os preços do petróleo reflitam imediatamente qualquer ameaça às rotas de comércio internacional, principalmente as guerras que envolvam países das principais zonas produtoras, como a atual invasão do Iraque. Nesses casos, os exercícios de previsão são muito imprecisos, tanto pela extensão geográfica, como pela duração, como ainda pela intensidade dos conflitos e seu poder destrutivo. O terceiro limite decorre da mudança qualitativa na produção de petróleo, com a redução da participação dos óleos leves, e o aumento da participação dos óleos pesados na oferta total. Quase toda a produção adicional que se consegue nos dias atuais é de óleo pesado, para o qual é relativamente pequena a capacidade de refino no mundo.

Esse desequilíbrio tem causado aumento considerável do desconto que se dá ao preço dos óleos pesados em relação aos leves, que são as referências de mercado (Brent e WTI) [16]. O quarto limite vem da crescente participação de compradores especulativos (não comerciais) no mercado de petróleo. Isto é, agentes que buscam exclusivamente ganhos especulativos nos mercados futuros. Estima-se que as operações desses agentes correspondam a cerca de 50% do mercado atual. Qualquer expectativa de mudança nas condições de mercado faz com que esses agentes aumentem ou liquídem subitamente suas posições, o que agrega grande volatilidade (imprevisibilidade) ao comportamento do preço do petróleo.

A imprevisibilidade do comportamento dos preços de petróleo e, portanto, dos preços de gás natural, se traduz em dificuldades para a relação contratual entre comprador e vendedor, seja de óleo ou de gás. Nos últimos anos, o aumento das receitas da indústria petrolífera fez com que governos de todos os países produtores (vendedores) aumentem também sua participação nessas receitas. É um fenômeno generalizado em todos os países produtores (por exemplo, Reino Unido), e não apenas dos países periféricos, que mais freqüentemente são criticados na grande imprensa por sua instabilidade institucional. A maior participação dos Estados nas receitas não é necessariamente prejudicial aos investimentos. Mas existem casos em que o aumento das participações governamentais chegou a níveis que não permitem retribuições compatíveis com o risco do investidor. Tampouco é politicamente viável que os produtores se apropriem de toda a variação a maior dos preços de mercado.

Tendência geral no continente: reverter a perda de controle sobre os recursos naturais, que marcou os anos 90

A mencionada participação dos agentes não-comerciais no mercado futuro aumenta muito a volatilidade dos preços, que não pode ser integralmente repassada aos consumidores. Divergências em torno da apropriação da elevação nos preços internacionais têm sido causa de dificuldades nas relações contratuais de gás, notadamente entre Bolívia e Brasil, de maneira que dificulta o estabelecimento das condições de longo prazo necessárias para financiamento dos grandes investimentos em gasodutos (ativos específicos).

Considerem-se agora os condicionantes relativos ao marco institucional, como determinante de limites à previsão racional do ambiente de negócios e, portanto, como fonte de incerteza na decisão sobre os investimentos relacionados à indústria do gás natural na região. Desde 2002, diversos países da região têm feito modificações ao marco institucional do setor petróleo, principalmente para retificar as mudanças de cunho mais radical

feitas durante a reforma do setor nas décadas de 1980 e 1990. Modificações desse tipo ainda estão em processo na Argentina, Bolívia, Equador, e Venezuela [17].

Dentre estes, o caso mais notável é o da Bolívia, pois é um grande exportador, e encontra-se em meio a uma dinâmica de transformação institucional interna que pode alterar radicalmente as regras para funcionamento da indústria. Em vista disso, há um natural recolhimento das empresas que atuam no setor, e um hiato de investimento cujas conseqüências adversas já se fazem sentir. Com a promulgação do Decreto 28.701, em maio de 2006, houve mudanças unilaterais nas condições dos contratos de exploração então vigentes. Essas modificações aumentaram as participações governamentais nas receitas, além dos 50% previstos na Lei Orgânica de Hidrocarbonetos, e reduziram significativamente a rentabilidade dos negócios.

Além da nacionalização da indústria de gás, está instituída uma Assembléia Constituinte para redigir nova constituição, que pode novamente mudar o marco institucional da indústria. Os freqüentes distúrbios políticos internos, particularmente aqueles associados aos movimentos autonômicos das províncias onde se encontram as reservas de gás, põem em risco a continuidade do fornecimento (ocupação de instalações; fechamento de válvulas; interrupção do transporte de líquidos). Esses movimentos dificultam ou impedem a exploração e o desenvolvimento necessários para colocar em produção as reservas existentes na Bolívia.

Essa situação representa um risco particularmente grave para o Brasil, pelo muito que depende da Bolívia, no presente momento, para o fornecimento de gás (50% do total consumido no Brasil). Outros exemplos desse tipo de instabilidade podem ser vistos, por exemplo, na Venezuela, com a mudança das leis do petróleo e do gás, e a obrigatoriedade de converter os negócios existentes em empresas mistas, sob o controle da PDVSA. Também na Argentina se faz sentir a instabilidade institucional, pela obrigatoriedade de fornecimento de combustíveis no mercado interno, a preços muito inferiores aos de mercado (Lei de Abastecimento), com substanciais prejuízos às companhias, e retração nos investimentos. Assim como no caso dos preços, a incerteza decorrente da instabilidade do marco institucional do setor também desfavorece a articulação de investimentos em ativos específicos, cujo retorno se dá em prazo longo.

Conflitos entre Estados e empresas revelam peso da chamada "assimetria de informação"

Além das incertezas por racionalidade limitada, devem-se considerar ainda as incertezas causadas pela existência de assimetrias de informação, que dão margem à ocorrência de comportamento dito estratégico ou oportunista. Há registro desse tipo de comportamento nas relações contratuais da indústria de gás na região, tanto por parte de empresas como dos Estados da região. Suspeitas de lado a lado têm sido motivo de acusações entre os agentes, neste momento em que vários países questionam as reformas da década de 1990 na indústria de petróleo e gás. O noticiário de anos recentes relata diversas situações em que governos nacionais acusam empresas concessionárias de falsear dados sobre temas tais como, reservas, custos, investimentos, tributos, e condições de operação.

Por outro lado, as empresas queixam-se de rompimento unilateral de contratos por parte dos Estados, de ambigüidade deliberada na definição e interpretação de normas por parte dos órgãos reguladores, ou mesmo de prejuízos causados pela interferência no funcionamento do mercado, através de instrumentos extraordinários que permitem o direcionamento da oferta de certos produtos, ou o controle (formal ou não), dos preços ao

consumidor. Exemplos dessas situações podem ser encontrados na história recente do setor em quase todos os países, com destaque para Argentina, Bolívia, e Venezuela, pelas suas posições de destaque como consumidores e produtores de gás natural [18].

Por fim, após considerar as manifestações particulares de especificidade de ativos, e assimetria de informação, deve-se registrar a importância da terceira dimensão econômica relevante para a decisão sobre investimentos na rede regional de gás natural: a frequência da transação. Essa dimensão será particularmente relevante para o Brasil porque, conforme já mencionado, estima-se que cerca de 75% da demanda projetada para 2011 será firme, e 25% intermitente, essa última associada principalmente a centrais elétricas [19].

No presente momento, menos de 10% da demanda de gás no Brasil é do tipo intermitente. Ou seja, espera-se para os próximos anos um aumento relativamente maior da demanda intermitente. Isso, conforme o exposto anteriormente, favorece o investimento em ativos genéricos (terminais de GNL) já que a viabilidade econômica de novos ativos específicos (novos gasodutos) depende criticamente da continuidade da operação para remunerar o maior investimento necessário. Por outro lado, a demanda por gás na Argentina é de natureza mais permanente, devido à grande dependência daquele país no gás natural, que representa 52% da oferta bruta total. Nesse caso as condições seriam mais favoráveis para viabilizar a construção de um novo gasoduto.

Consideradas as características econômicas da transação e as condições específicas da região, constata-se uma situação paradoxal. Existem, por um lado, condições de oferta e demanda claramente favoráveis à integração entre produtores e consumidores. Por outro lado, o que se vê na prática é a dificuldade de coordenação entre os países, num momento marcado por clima de desconfiança em relação ao capital estrangeiro, e de grande instabilidade no marco institucional da indústria de petróleo e gás. Seguidas manifestações dessa dificuldade tiveram efeito em cadeia, e abalaram as relações entre diversos países na região.

A nacionalização do gás boliviano gerou, no Brasil, a decisão de cancelar novo gasoduto

O ponto de partida dessa reação em cadeia deu-se no abalo da relação entre Bolívia, grande produtora, e Brasil, grande consumidor, signatários de acordos que levaram à construção de um gasoduto de três mil quilômetros, através do qual fluem 30 MM m³/dia de gás ao principal centro consumidor brasileiro, e a grandes investimentos para exploração e desenvolvimento das reservas bolivianas de gás, que alimentam esse gasoduto e o mercado interno boliviano. O processo político que levou à nacionalização da indústria de gás na Bolívia a partir de 2006 tem sido marcado por ressentimentos em relação ao passado, e por um clima hostil aos operadores já instalados no país, inclusive a Petrobras.

A hostilidade e as manifestações de desconfiança em relação às petroleiras causaram a interrupção do processo licitatório para expansão planejada para o trecho do gasoduto no Brasil (2,5 mil km), e reduziram o investimento na Bolívia a níveis muito aquém do necessário para garantir suprimento ao crescente mercado regional. Em meio a esse desentendimento com o Brasil, e ao conflito entre as autoridades bolivianas e as empresas petroleiras ali instaladas, a Bolívia firmou com a Argentina, em final de 2006, o já mencionado compromisso para o fornecimento adicional de 27 MM m³/dia de gás, sendo 7,7 MM m³/dia a partir de janeiro de 2007, e outros 20 MM m³/dia a partir de janeiro de 2010.

Com isso, desdobrou-se mais a reação em cadeia. Como não existe na Bolívia gás suficiente para atender simultaneamente a esse novo

compromisso e ao contrato já existente com o Brasil (GSA), instalou-se entre Argentina e Brasil uma competição pelo gás boliviano. Essa competição tomou contornos críticos em julho de 2007, quando se fizeram sentir as conseqüências da combinação entre o rápido crescimento da demanda na Argentina, e da ausência do correspondente aumento de reservas e produção. Faltou gás na Argentina para atender à crescente demanda por calefação nos dias mais frios de um rigoroso inverno, o que exigiu interrupções no fornecimento de gás e eletricidade para vários segmentos da indústria argentina.

Nesta situação de emergência foram feitos acordos informais de momento, para que o Brasil renunciasse a parte do volume de gás boliviano a que tem direito, a fim de que pudessem ser atendidas as necessidades básicas da população argentina. Menos sorte ainda teve o Chile, posicionado ao final dessa cadeia, e que depende totalmente das exportações argentinas de gás para o fornecimento interno. Diante dessa escassez, o Chile teve que suprir com diesel e óleo combustível as necessidades de inverno em 2006 e 2007, em meio à deterioração das relações com a Argentina, pelo descumprimento dos contratos de compra e venda de gás natural. Tanto na Argentina como no Chile, houve perda significativa de produção por causa da restrição na disponibilidade de gás durante o inverno de 2007.

Projeto venezuelano: um gasoduto rasgando a Amazônia, para fornecer gás ao Cone Sul

Esse quadro de descoordenação entre países do Cone Sul tem sido agravado pela crescente atuação da Venezuela nas negociações sobre investimentos na infra-estrutura regional de gás. A Venezuela tem, por um lado, a vantagem de contar com grandes reservas de petróleo e gás, o que a torna grande fornecedora em potencial. Sua localização no Caribe faz dela uma grande exportadora para o mercado norte-americano (1,4 milhões de barris por dia), o que lhe dá também a condição de potencial financiadora de investimentos, evidenciada pela compra de títulos da dívida da Argentina [20], e pelo patrocínio de programas assistenciais na Bolívia. Ao lado dessas vantagens, a Venezuela tem, pela posição geográfica, a desvantagem de estar muito distante do centro consumidor da Bacia do Rio da Prata.

Na tentativa de superar essa dificuldade, surgiu em 2005 a proposta para construção de um gasoduto que cortaria a Amazônia e o centro-oeste brasileiro, para trazer o gás venezuelano até o grande centro consumidor. As evidentes fragilidades econômicas e ambientais da proposta fizeram com que essa concepção original fosse abandonada. Sobrevive ainda, em fase de estudos, uma versão alternativa de traçado, pela qual o gasoduto correria ao longo da costa norte brasileira até o Recife, onde se ligaria à malha doméstica do Brasil. As negociações sobre a disponibilidade de reservas, destinação do gás e conformação das sociedades se dão num ambiente de instabilidade institucional dentro da Venezuela, já que o marco regulatório do setor sofreu modificações estruturais desde 2005. Portanto, mesmo que nessa forma reduzida, parece pouco provável que se materialize no médio prazo o gasoduto que ligaria a Venezuela aos grandes mercados regionais de gás natural do Cone Sul. Evidência disso é que o próprio governo venezuelano acena com a possibilidade de fornecimento de GNL para Argentina e Uruguai o que, se concretizado, prejudicaria ainda mais as frágeis condições econômicas para construção do novo gasoduto.

Como fator adicional de complexidade, o interesse da Venezuela nos mercados do Cone Sul é visto com desconfiança por alguns segmentos da sociedade boliviana, que vêem nesse movimento venezuelano uma ameaça à posição dominante que a Bolívia tem hoje, como principal fornecedor de gás para a região, apesar da afinidade política entre os atuais governos dos dois países [21].

Diante das incertezas, tendência atual é recorrer ao GNL — mais caro, porém mais flexível

Nota-se portanto que, embora existam condições de oferta e demanda favoráveis à integração regional pela infra-estrutura de transporte de gás natural, as grandes incertezas presentes fazem com que sejam favorecidos os investimentos em ativos genéricos (GNL) que permitem aos países comercializar gás com diversos fornecedores, estejam eles ou não localizados na América do Sul. Idealmente, a situação ofereceria uma real oportunidade para coordenação dos países através do gás natural. De parte dos compradores, Argentina e Brasil, haveria oportunidade para, pelo menos, coordenar-se em relação aos contratos com a Bolívia, assim como nas condições de oferta do gás ao consumo final (política de preços para os distintos segmentos da sociedade). A existência de condições muito diferentes em países vizinhos dá margem a desequilíbrios de oferta e a possibilidades de arbitragem, prejudiciais à desejada coordenação.

A possibilidade de coordenação de longo prazo claramente está presente, já que o contrato entre Bolívia e Brasil está vigente até 2019. Em princípio, poderia haver negociação conjunta de posições entre os três países. Mas na prática tem prevalecido o oposto. O que se vê é a competição pelo gás da Bolívia: a Argentina firmou contrato ao preço inicial de USD 5/MMBTU no mesmo momento em que a Bolívia pleiteava junto ao Brasil o aumento do preço ao redor de USD 4,50/MMBTU, que era então vigente no GSA. De parte do vendedor, Bolívia, haveria igualmente interesse de acordos de longo prazo com os demandantes, pois favorece que se façam os necessários investimentos em exploração e desenvolvimento de reservas.

O alto risco institucional existente no momento desmerece a opção pelo ativo específico, inflexível, vinculado a um fornecedor, e favorece o ativo genérico, mais flexível, pois permite acessar diversos fornecedores. As conseqüências disso já se notam: estão em andamento diversos projetos para instalação de terminais de GNL [22], que permitem a flexibilidade necessária para adequar-se às condições dinâmicas da região, seja sob o aspecto institucional, seja na composição firme ou flexível da demanda por gás. Quanto mais limitado for o conhecimento acerca do ambiente futuro de negócios, mais conveniente será que se disponha de ativos que não sejam limitados à transação com uma só parte.

A situação atual na região apresenta riscos que não favorecem o investimento em ativos específicos de transporte de gás: embora não se exclua de todo a construção de gasodutos, a falta de coordenação entre Argentina, Bolívia, e Brasil, favorece claramente a expansão do GNL.

5. O PAPEL DAS PETROLEIRAS ESTATAIS

A concessão pelo Estado às petroleiras dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pode ser feita de duas maneiras: licitação de áreas exploratórias e contratos de concessão. Em qualquer dos dois casos, a outorga da concessão cria, ao mesmo tempo, o chamado “problema de agência”, que envolve duas partes. Uma parte, chamada Principal, que contrata um serviço em questão. Outra parte, denominada Agente, que presta o serviço. O Agente opera, portanto, em nome do Principal. O problema consiste em estabelecer entre essas duas partes uma relação contratual adequada, de maneira que o Agente (companhia petroleira), se comporte da forma que deseja o Estado (Principal). Nessa relação entre Estado e petroleiras, a assimetria de informações é crítica, seja pelos limites à racionalidade, seja pelo que implica em possibilidades de comportamento estratégico ou oportunista.

Ambos tipos de assimetria de informação estão ligadas ao desenvolvimento

de dois recursos estratégicos: os recursos humanos (competência gerencial), e os recursos materiais (tecnológicos e financeiros). O contínuo recrutamento e treinamento de profissionais é indispensável para adquirir e manter a competência tecnológica e de gestão. Em associação com universidades e centros de pesquisa, as petroleiras nacionais podem cumprir esse papel vital de desenvolvimento de recursos humanos, com uma visão mais ampla do que costumam ter as empresas vinculadas exclusivamente a um projeto ou a um segmento específico do negócio.

A duras penas, Argentina e Bolívia procuram recompor suas empresas, perdidas na era neoliberal

A competência técnica de uma petroleira estatal funcional como atenuante à assimetria de informação desfavorável ao Estado e é, portanto, um elemento de segurança nacional. Através de sua qualificação técnica, a petroleira estatal pode reduzir o espaço para comportamento estratégico por parte dos demais agentes envolvidos, e agregar maior valor (menor custo) às operações da indústria. As petroleiras estatais podem contribuir para estruturar centros de formação e difusão da competência na indústria, com grande poder multiplicador sobre a educação em diversos níveis, e em diversos ramos da indústria local. Analogamente, há um papel importante no desenvolvimento de recursos tecnológicos. O grande poder de compra das petroleiras pode ser utilizado como instrumento para fomentar importantes segmentos da indústria local, tais como siderurgia, transportes (marítimos, dutos, etc.), químicos, comunicações, eletro-eletrônico, além de serviços de engenharia de projetos, jurídicos, e administrativos.

A existência de petroleiras estatais facilita o alinhamento da empresa concessionária com os objetivos de Estado, com menores riscos de comportamento estratégico. O alinhamento natural da petroleira estatal com a estratégia do Estado e com compromissos sociais atua como atenuante da racionalidade limitada com respeito ao risco político. Na medida em que estejam alinhadas com a orientação dos Estados nacionais, as empresas petroleiras estatais têm menor risco, o que pode converter-se em menor custo de capital para financiar os investimentos necessários para garantir o abastecimento do país na forma da lei, e ser instrumento de coordenação com as empresas de países vizinhos. Para que o menor risco se traduza, de fato, em maior capacidade de financiamento (menor custo de capital), é crítico que as petroleiras estatais operem através de normas transparentes de governança corporativa. Governo corporativo mais transparente facilita integração e financiamento. Governo corporativo mais opaco favorece o isolamento e dificulta o financiamento.

Os países sul-americanos ou têm suas próprias petroleiras estatais, ou buscam recuperá-las. Na Argentina o Estado opera através da nova empresa petroleira estatal Enarsa, criada em 2004, subordinada à Secretaria de Energia do Ministério de Infra-Estrutura. A criação de Enarsa se deu em reação à perda do controle de YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales, a antiga petroleira estatal, criada em 1922 e vendida em 1999 à espanhola Repsol. Desta forma, o governo argentino pretende retomar e aumentar a participação do Estado nos negócios do setor petróleo. No momento, a participação de Enarsa é limitada; seu principal ativo é a titularidade dos direitos de exploração na plataforma continental da Argentina. Em meados de 2007 a Repsol anunciou sua intenção de se desfazer de 45% de suas ações de YPF. Há expectativa de que essas ações sejam adquiridas por capitais argentinos [23].

Na Bolívia, ocorreu algo semelhante. A estatal YPFB – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, embora tenha permanecido em mãos do Estado, vendeu seus ativos de transporte de gás e refinação de petróleo, como parte das reformas do setor na segunda metade dos 1990. Neste processo, a YPFB perdeu também grande parte de seus quadros mais qualificados para a gestão dos negócios de gás e petróleo. A partir do

decreto de nacionalização de maio de 2006, o Estado boliviano propôs a refundação de YPFB, o que implica a retomada da participação majoritária de YPFB nas empresas que tiveram seu capital aberto (Transredes, Andina, e Chaco), e na recompra de duas refinarias. Em julho de 2007, YPFB recomprou, por 112 milhões de dólares, as duas refinarias que haviam sido vendidas para Petrobras em 1999. Outros passos na refundação de YPFB procedem muito lentamente no presente momento.

No Brasil, quase um século de oscilação entre liberalismo e defesa da ação do Estado

No Brasil, assim como na região e no mundo todo, a gestão da indústria de petróleo também foi marcada pelas oscilações históricas na orientação política do Estado, às vezes favorável ao maior intervencionismo, e outras vezes ao maior liberalismo. A criação do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), em 1938, deu-se num ambiente de forte intervenção estatal na economia [24]. Conforme a constituição de 1937, o direito de exercer atividades relativas ao setor energia só poderia ser concedido a brasileiros, ou empresas constituídas por brasileiros. Vivia-se então um ambiente de forte reação aos efeitos negativos do liberalismo e de uma ordem econômica natural que supostamente beneficiaria a todos, mas culminou com a Primeira Guerra Mundial. Nesse contexto, o CNP foi criado como fruto de um movimento nacionalista, e em oposição ao interesse privado.

Um novo ciclo de natureza liberal se daria em 1943, quando, diante das dificuldades de realizar os investimentos necessários com os recursos orçamentários do Estado, foram realizadas licitações para a construção de refinarias. Após o final da Segunda Guerra Mundial, esse embate entre liberalização e o nacionalismo foi vencido pelo último, com a ressalva de que se reconhecia a inadequação dos recursos orçamentários como base dos investimentos para exploração e produção de petróleo.

Essas considerações levaram à criação da Petrobras, através da Lei 2004, de 1953. Em seus primeiros anos de vida a Petrobras foi principalmente uma empresa de importação de derivados e importação de petróleo para refino no Brasil. Como consequência do primeiro choque na indústria do petróleo em 1973, houve um abrandamento dessa posição nacionalista, e foi aprovada, em 1975, emenda constitucional que permitia, pela primeira vez, a exploração através de contratos de risco com empresas estrangeiras, que deveriam prestar serviços sob a supervisão da Petrobras. As empresas estrangeiras assumiriam todos os custos e riscos, e teriam programas mínimos de investimento. Se a exploração fosse bem sucedida, as empresas seriam ressarcidas — parte em dinheiro e parte em espécie. Esses contratos não produziram os resultados esperados.

Após a saída do regime militar (1964-1985), produziu-se, em 1988, uma Constituição de caráter misto, que limita a participação direta do Estado na atividade econômica somente quando necessário à segurança nacional, ou em caso de interesse coletivo. Na onda de privatizações que sustentou a renegociação da dívida externa das economias periféricas a partir do final dos 1980, o texto constitucional foi modificado e, por meio da Emenda no 9 de 1995, passou a ser permitida a concessão de atividades petroleiras a concessionários privados, ainda que mantendo o monopólio da União, e a existência da empresa estatal. O resultado desse movimento no Brasil foi único na região, na medida em que resultou num sistema misto, no qual o Estado mantém sua participação direta na atividade petroleira, através da Petrobrás.

Reforma do estatuto da Petrobras, em 1999, reduziu influência direta do Estado. Mas empresa renasceu fortalecida

O atual modelo de governança corporativa da Petrobras é, portanto, o resultado do compromisso obtido entre as tendências intervencionista e liberal. Até a publicação da Lei do Petróleo (9478/97), o Presidente da República nomeava diretamente os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, todos os diretores executivos tinham assento no Conselho, e o Presidente da companhia tinha poder de veto sobre as decisões do Conselho. A reforma do Estatuto, feita em 1999, trouxe grandes mudanças para a governança corporativa da companhia. Os diretores-executivos passaram a ser nomeados pelo Conselho, e este pela Assembléia de Acionistas. Eliminaram-se as restrições para que os minoritários pudessem adquirir ações ordinárias (com direito a voto). À exceção do Presidente, todos os diretores executivos saíram do Conselho, que deixou de ser conduzido pelo Presidente da companhia. Os acionistas minoritários passaram a eleger um dos membros do Conselho. Como todo processo de gestão, a governança corporativa é objeto de revisões regulares, que permitem a evolução das práticas de controle da companhia.

Para garantir acesso aos recursos financeiros de terceiros, o Estado brasileiro sabe que a Petrobras tem que se pautar pelos melhores procedimentos de governo corporativo, de proteção aos direitos dos minoritários e de transparência na gestão. A transparência da governança corporativa é, de fato, uma das principais razões para que a Petrobras tenha neste momento grande capacidade de financiamento de seus investimentos. Com essa capacidade de financiamento, o Estado brasileiro pode propor estratégias através da Petrobras que é, hoje, a 65ª entre as 500 maiores empresas do mundo, e a 12ª entre todas as empresas petrolíferas, pelo critério de receita (USD 73 bilhões) em 2006 [25].

A evolução na direção de algum tipo de organização comum para o desenvolvimento de recursos humanos e materiais para a indústria do petróleo requer que se construa na América do Sul um acordo institucional mínimo sobre a maneira em que serão governadas as petrolíferas estatais na região. Essa maneira terá que, ao mesmo tempo, respeitar as variantes nas políticas nacionais de cada país, permitir suficiente estabilidade (algumas condições mínimas seriam necessariamente comuns) para que se possa concretizar em longo prazo a integração estrutural de toda a indústria.

6. A INTEGRAÇÃO POSSÍVEL

Para considerar possibilidades de encaminhamento capazes de resolver esse impasse em que se encontra hoje a indústria do gás natural na região, pode-se retomar em síntese os principais marcos econômicos da indústria e integrá-los à perspectiva da conjuntura social em que se inserem hoje as empresas estatais de energia no continente. Ou seja, quando contextualizada com as circunstâncias sociais de momento, a análise do aspecto institucional econômico fornece elementos importantes sobre algumas qualidades sociais de referência que devem estar presentes para que possa ser realizado o potencial da indústria de gás natural como veículo de integração entre os países da América do Sul.

O que nos diz a consideração das instituições econômicas? Diz que nesse momento é melhor fazer GNL do que gasoduto. E por quê? Porque as incertezas na sociedade da região são de tal ordem que tornam pouco aceitável o risco sobre os montantes necessários para constituir ativos altamente específicos e de grande porte como os gasodutos. É preferível constituir ativos como terminais de GNL que, por serem mais gerais e de menor porte, podem manter-se rentáveis, mesmo sob operação intermitente. E que incertezas são essas que acentuam o risco? São de duas naturezas. Uma delas é inerente aos limites da apreensão racional em escopo e tempo hábeis, em comparação às transformações estruturais do real que são profundas, freqüentes e súbitas. O ritmo acelerado com que ocorrem hoje essas transformações torna mais imprecisa a projeção de condições futuras. Essa limitação do racional é irredutível além de um certo limite: não há instrumento analítico capaz de eliminar incerteza do

comportamento futuro de preços, custos, e demanda.

Mas, ainda assim, essa é uma fonte de incertezas relativamente menor, quando comparada às incertezas associadas ao comportamento humano. O manejo estratégico de assimetrias de informação pelas partes envolvidas, particularmente com respeito à alteração unilateral compulsória do marco regulatório da indústria, fragiliza os contratos de longo prazo enquanto instrumentos garantidores das condições negociais ao longo da vida útil do investimento. Se mantido esse tipo de comportamento, poderá ocorrer corrosão da confiança entre as partes, e a completa estagnação do movimento integracionista.

Mas, na medida em que houver, de fato, disposição dos governos sul-americanos, parece possível evitar essa trajetória destrutiva, através da atuação integradora das empresas estatais de petróleo e gás. Ao serem respaldadas pela boa disposição mútua dos Estados, essas empresas poderão ser instrumentos para reduzir o comportamento oportunista nas relações contratuais, e restabelecer os níveis de confiança necessários para os investimentos em ativos específicos, isto é, para maior integração física entre países.

A meta: encontrar equilíbrio entre autonomia das empresas nacionais e a coordenação necessária entre elas

O desafio na condução dos negócios através das empresas estatais consiste em encontrar o equilíbrio entre autonomia e coordenação que seja reciprocamente aceitável entre países. Esse desafio é uma manifestação particular da tensão de caráter mais geral na sociedade moderna, entre democracia (liberdade para o exercício dos direitos comuns a todo cidadão) e capitalismo (privilégio econômico baseado no direito de propriedade). Sabemos que essa tensão é objeto de permanente debate desde os primórdios da sociedade capitalista, mas há evidência de que se viva hoje um momento particularmente crítico do contrato social que sustenta a sociedade ocidental [26].

Essa situação crítica se evidencia pela incapacidade de garantir os direitos básicos de cidadania à grande maioria da população, e pelas condições de profunda desigualdade e violência que derivam da existência de um enorme contingente de excluídos desse contrato social. Essa tensão democracia-capitalismo manifesta-se hoje em vários países sul-americanos, após um período de reformas liberais na década de 1990, como peça de sustentação da reestruturação das dívidas externas dos países da região. Essas reformas tiveram a indústria petrolífera como um de seus principais alvos, e resultaram na modificação radical e, em alguns casos, na destruição das estruturas empresariais existentes sob controle dos Estados nacionais.

Ora, as empresas petrolíferas foram elementos históricos importantes na constituição das próprias identidades nacionais de vários países da região, como Argentina, Bolívia, e Brasil. Quer dizer que a reestruturação do setor causou grandes perdas simbólicas para as sociedades de cada país. Sendo assim, a construção da integração passa em primeiro lugar pelo resgate de algumas dessas perdas. Argentina e Bolívia perderam muito mais que Brasil na reestruturação. Além disso, a empresa brasileira ressurgiu fortalecida depois da reestruturação, e portanto resgatou seu valor simbólico para o país. Isso não se deu nem na Argentina, nem na Bolívia, e existe nestes países forte sentimento popular a favor desse resgate.

Nos dias de hoje ouve-se, em quase todos os países da região, críticas contundentes a essas reformas, vistas como iniciativas para consolidar a América do Sul em sua condição de região periférica ao capitalismo mundial, com seu papel histórico de espaço explorado para a acumulação nos países centrais. Ou seja: predomina hoje, em vários países da região, e

certamente em todos os países petrolíferos, um sentimento de rejeição às reformas liberais da indústria de petróleo, e de crítica aos preceitos capitalistas, de forma geral [27].

Entre setores sociais da Argentina e Bolívia, Petrobras é associada ao desmonte da empresa nacional

Mais ainda, há segmentos da sociedade na Argentina e na Bolívia que atribuem ao Brasil um saldo devedor dessas reformas, já que a Petrobras se instalou nesses países justamente como parte do processo que resultou na perda do valor simbólico. Esses sentimentos hostis atingem diretamente a capacidade de construir relações contratuais estáveis, na medida em que o capitalismo é essencialmente contratual, e que muitos dos contratos existentes foram de fato celebrados durante o período das reformas liberais.

O contratualismo é, nesse momento, menos genuíno e, portanto, menos eficaz, menos crível, nos países em que o contrato social tenha se mostrado menos incluyente e, por consequência, o Estado menos legítimo. Isso se verifica tanto no interior de cada país, como nas relações entre países. Desta forma, tudo o que depende de alto grau de contratualidade, como no caso dos ativos específicos e particularmente os gasodutos, encontra maior dificuldade para materializar-se entre os países no presente momento. Nesta conjuntura, os contratos para a constituição de ativos específicos, na forma de redes de gasodutos, apresentam-se mais viáveis no interior de cada país, no contexto específico de cada sociedade. Os ativos genéricos ou com menor especificidade e menor nível de contratualidade (terminais de GNL) apresentam-se hoje mais convenientes para as transações entre países. É possível que gasodutos entre países permaneçam factíveis dentro da conjuntura atual, na medida em que apótem uma parcela pequena da oferta total, e que não representem ameaça à estabilidade econômica das partes, caso a transação seja interrompida.

A contradição entre autonomia e coordenação é ainda mais evidente na medida em que as sociedades promovem padrões de consumo que favoreçam o supérfluo e o desperdício. Em nenhuma área isto é mais evidente hoje em dia do que no uso das distintas fontes de energia. A educação para a necessidade de se usar com prudência os recursos naturais requer a conscientização dos sacrifícios que são feitos para disponibilizar as fontes de energia, requer que os custos incorridos para tanto estejam refletidos nos preços.

É de se esperar que nos países onde o gás é mais abundante, a política de preços seja um instrumento para favorecer o desenvolvimento da sociedade local. Isso não impede que o preço sinalize a escassez relativa e os usos alternativos das fontes de energia. Em qualquer circunstância o desperdício é inaceitável, e o fato de que um serviço seja relativamente barato não justifica o abuso. A ação organizada dos países da região no segmento de energia passa necessariamente pelas decisões individuais de consumo, e na implicação direta que cada uma delas tem para a coordenação coletiva.

Força da Petrobras poderia impulsionar Enarsa e YPF, as empresas nascentes da América do Sul

Diante da força do valor simbólico que cada empresa representa para seu país, não será possível resgatar esse valor na Argentina e na Bolívia em detrimento da posição que atualmente desfruta a Petrobras, já que as

sociedades de cada país estão naturalmente arredias e defensivas a esse respeito. A única possibilidade é construir uma situação nova através da cooperação entre a empresa que se fortaleceu, a Petrobras, e as empresas que se querem fortalecer, YPFB e Enarsa. Portanto é urgente que se trabalhe nessa direção — isto é, de que estas empresas possam agir de modo a garantir o suprimento de suas sociedades pela atuação cooperativa, que constituiria a base para construção de alguma dimensão comum de identidade, ainda que no âmbito restrito da indústria do gás natural.

Embora bastante acentuada neste momento, a falta de coordenação pode ser superada pela ação conjunta das empresas estatais de petróleo da região. Elas têm o potencial para serem instrumentos da gestão exitosa dos conflitos em torno do gás e, a partir dessa ação, catalisar o processo de integração para além da indústria de energia. O momento da indústria do gás representa uma oportunidade para que, através das empresas estatais, seja resgatada a necessária confiança para retomar investimentos no ritmo necessário para dar sustentação ao crescimento.

A agenda de trabalho que se coloca é a gestão da oposição autonomia-liberdade e coordenação-controle, através da associação e cooperação entre as empresas estatais, que poderão criar instrumentos coletivos para gestão das situações conflituosas, isto é, para gerir a repartição do valor gerado pela indústria do gás. Sem essa cooperação, a tendência é de que os conflitos se aprofundem e que as diferenças se tornem mais marcantes, na medida em que as negociações forem conduzidas sob o espírito fragmentário de soberania nacionalista. As três empresas, Enarsa, YPFB, e Petrobras, já têm em variados graus negócios comuns, ou acordos para atividades entre seus países de origem. A consolidação da cooperação entre essas empresas pode ser a base para a construção de um elemento importante de uma identidade supranacional.

Anexo – Estrutura de oferta e demanda de energia

Consumo de Derivados de Petróleo

Brasil 2005		Mundo 2004	
Indústria	16%	Indústria	33%
Transporte	61%	Transporte	51%
Residencial	8%	Resid./Com.	11%
Energético	7%	Eletricidade	6%
Fonte: BEN 2005		Fonte: IEA	

Energia - Brasil 2005

Oferta Primária		Uso Final de Energia	
Petróleo	43%	Indústria	40%
Gás Natural	9%	Transporte	29%
Carvão	8%	Residencial	12%
Hidrelétrica	14%	Com./Publ.	5%
Alcool	16%	Fonte: BEN 2005	
Lenha	14%		

Fonte: BEN 2005

Fontes e Usos - Mundo 2006

Oferta Primária		Uso Final de Energia	
Petróleo	35%	Indústria	27%
Gás	21%	Transporte	26%
Carvão	25%	Residencial	26%
Hidrelétrica	2%	Com./Publ.	8%
Nuclear	6%		
Renov./Recicl.	10%		
			Fonte: IEA 2006

Fonte: IEA 2006

Extensões

- ▶ Melhorar referências
- ▶ A formação das empresas estatais dentro da história de cada um: detalhar Argentina e Bolívia
- ▶ Acordos Bolívia-Brasil e Bolívia-Argentina
- ▶ Características estruturais do mercado mundial de GNL
- ▶ Segurança energética
- ▶ Papel das NOCs (artigo do Baker Institute enviado pelo Borromeu)
- ▶ Power sector reform and democracy (idem)

[1] A concessão pode ser feita por licitação ou por adjudicação com contrato de trabalho.

[2] Ao conceder os direitos de exploração e produção, se estabelece um problema de agência, para o qual concorrem duas partes. O tema é retomado adiante no texto.

[3] Conforme Williamson, Oliver – *The Economic Institutions of Capitalism*. Free Press, 1987.

[4] A especificidade não é discreta. Há graus de especificidade. Mais adiante consideram-se algumas implicações disso.

[5] Alguns dos maiores são Argélia, Qatar, Omã, Abu Dhabi, Malásia, Indonésia, Rússia, Austrália, Trinidad, Nigéria.

[6] Há três tipos de assimetria de informação, segundo o momento em que ela ocorre: risco moral (ação oculta, e informação oculta *ex-post*); seleção adversa – muitos possíveis agentes (informação oculta *ex-ante*); sinalização.

[7] Há um trecho em construção o que liga ao nordeste do Brasil, a ser concluído em 2008.

[8] 1 Tcf = 1012 pés cúbicos = 28 bilhões de m³

[9] Milhões de metros cúbicos por dia

[10] OLADE – *La situación energética en América Latina*. Marzo 2003

[11] ENARGAS

[12] Investimentos de USD 11 bilhões pela Petrobrás em 2007-11 relacionados à cadeia do gás.

[13] Como comparação, a distância entre Paris e Moscou é da ordem de 2,5 mil km.

[14] Enargas

[15] Meados de Julho 2007.

[16] No momento esse desconto é da ordem de 12 dólares por barril.

[17] Na Argentina há desde 2004 retenções progressivas sobre o preço do petróleo exportado. Essas retenções chegam de 45% para WTI, entre USD 45 e 61 por barril. Acima disso o governo fixou em novembro de 2007 um teto máximo de USD 42/barril. Na Bolívia, houve aumento — de 50% para cerca de 80% — da participação governamental nas receitas de comercialização de gás, além de outras mudanças no marco institucional. No Equador, o governo expediu normativa em outubro de 2007 que determina retenção pelo Estado de 99% da receita obtida com preços acima dos preços originais de contrato. Na Venezuela, o governo determinou o fim dos convênios de operação com as empresas estrangeiras, e obrigou a migração em início de 2006 para empresas mistas, controladas e operadas pela PDVSA, em meio a mudanças estruturais no marco regulatório do setor.

[18] Como exemplos pode-se lembrar: a reavaliação de reservas na Bolívia pela Repso; a prorrogação pela Bolívia da cobrança da alíquota adicional de 32% sobre os grandes campos, além do período de transição estipulado em decreto; na Argentina, os controles informais de mercado, como a recente obrigação de vender gasolina super a preços de GNV nas estações de serviço para liberar gás natural para as residências, durante o inverno de 2007; na Argentina, o clima de conflito com a Shell, pelo aumento de preços ao consumidor; na Venezuela a migração obrigatória dos contratos de operação para empresas mistas em associação com PDVSA, com grandes perdas para as operadoras.

[19] Condições climáticas têm sido fatores igualmente importantes de incerteza para a indústria na região, na medida em que são determinantes de demanda firme ou flexível pelas centrais elétricas.

[20] Estima-se que no momento a Venezuela detenha cerca de USD 4,3 bilhões em títulos da dívida Argentina.

[21] Veja-se, por exemplo, a declaração do ex-presidente Jorge Quiroga a um jornal venezuelano : *“Quiroga expresó que hay una contradicción entre el discurso que expresa Chávez a Bolívia y los negocios que hace PDVSA en países del Mercosur. Se habla de una amistad, cuando en realidad existe una competencia. Se pretende llevar gas venezolano a Argentina y Brasil, que son los mercados de Bolívia, y esa amistad entre los presidentes se lleva adelante a costa de afectar a los intereses de mi país”*. Em El Nacional de 15.10.2007.

[22] Pelo menos dois no Brasil, a partir de 2008, e outros dois no Chile, a partir de 2010. Estuda-se a possibilidade de outro mais no Uruguai.

[23] Segundo La Nación (Escenario, por Carlos Pagni, em 18 junio 2007), Repsol venderá ao empresário argentino Enrique Eskenazi 25% da YPF por USD 3 bilhões, e em seguida outros 20% na Bolsa de Buenos Aires. Depois disso a Repsol passaria ao mesmo comprador outros ativos que tem na Bolívia, em Cuba, e na Venezuela.

[24] Basado em Couto Martins, Daniela – *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*.

[25] Conforme classificação [Fortune](#), publicada em 11 de julho de 2007.

[26] Veja-se, entre outros, De Souza Santos, Boaventura – *Reinventar la democracia: Reinventar el Estado*. CLACSO, 2006.

[27] Essa rejeição se manifesta em relação às instituições de modo geral, e mais fortemente com relação ao FMI enquanto patrocinador das reformas liberais da indústria, e também ao CIADI – Centro Internacional de Arbitragem de Disputas sobre Investimentos, vinculado ao Banco Mundial, e referido como instância arbitral em todos os grandes contratos internacionais de investimento na região. Brasil e Argentina pré-pagaram suas dívidas com o FMI, e a Bolívia retirou-se formalmente do CIADI em maio de 2007.