

Versão Final

Infraestrutura e Competitividade no Brasil

Claudio R. Frischtak e Andrea Gimenes

25 de Maio de 2005

Infraestrutura e Competitividade no Brasil*

Claudio R. Frischtak e Andrea Gimenes♦

I. Introdução

Um exame, ainda que preliminar, da situação fiscal do país revela sua contínua fragilidade, e apesar dos esforços dos últimos anos, refletidos na elevação dos resultados primários do setor público. Uma combinação de gastos crescentes, forte pressão tributária, déficits nominais recorrentes, estoque elevado de dívida em relação ao PIB e juros reais elevados, sugere um Estado em crise fiscal. De fato, desde o início da década passada constata-se uma aparente deterioração dos indicadores agregados de despesas, tributos e solvência do Estado, sem que tenha havido óbvia melhora na qualidade e abrangência dos serviços, e apesar da redução do peso das empresas estatais, com a sua privatização (Quadro 1). No ano de 2004 houve uma inflexão significativa dos indicadores de endividamento e no próprio déficit nominal, sem assegurar contudo a sustentabilidade da nova trajetória fiscal do país.

**Quadro 1: Indicadores Fiscais do Estado Brasileiro
1991-93,1994-2004**

	1991-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Despesas do Tesouro Nacional (% PIB) ⁽¹⁾	11,55	14,00	13,98	13,71	14,00	16,28	16,85	22,86	23,63	25,03	23,58	23,79
Dívida Líq. do Setor Público (% PIB)	35,92	30,01	30,56	33,28	34,35	41,71	48,68	48,78	52,63	55,5	57,18	51,79
Resultado Primário - NFSP (% PIB)	n.c.	n.c.	0,26	-0,10	-0,96	0,02	3,23	3,47	3,64	3,89	4,25	4,61
Déficit nominal ⁽²⁾ (% PIB)	n.c.	n.c.	7,28	5,87	6,11	7,46	5,78	3,61	3,57	4,58	5,08	2,67
Carga tributária (% PIB)	25,59	29,46	29,76	28,97	29,03	29,74	31,74	32,49	33,92	35,53	34,88	36,50 ⁽³⁾
Juro real médio (%) – Selic deflator IPCA	23,04	23,35	25,06	16,29	18,59	26,69	15,28	10,81	8,96	5,90	12,85	8,03

⁽¹⁾ média anual, exceto 2004 (nov/03 - out/04); ⁽²⁾ Resultado nominal sem desvalorização cambial entre 1995 e 1997; após 1998, com desvalorização cambial; ⁽³⁾ Estimativa do IBPT – Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário

n.c. = não comparável, dadas as distorções inflacionárias

Fontes: Bacen; IPEA; Receita Federal (carga tributária 1991-2003); Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário (carga tributária 2004).

Talvez o indicador mais sintético da crise fiscal seja o de solvência do Estado - a relação dívida líquida do setor público/PIB -, que em 10 anos (1994-2003) praticamente dobrou, tendo recuado pela primeira vez somente em 2004.

* Trabalho apresentado no XVII Fórum Nacional, Rio de Janeiro, 16-19 de maio de 2005.

♦ Presidente e Associada da Inter.B Consultoria, respectivamente. Correspondência para claudio.frischtak@interb.com.br e andrea.gimenes@interb.com.br

Este parâmetro reflete uma combinação de aumento das despesas do setor público (os gastos do Tesouro Nacional partiram de um patamar de 11,5% em 1991-93, tendo chegado em 2002 a um pico de 25% do PIB) e redução dramática do imposto inflacionário a partir de 1994 (estimado em cerca de 7% do PIB), e não compensados no seu conjunto pela expansão da carga tributária (que aumentou em mais de 10 pontos percentuais, tomando por base a média de 1991-93). A aceleração da dívida em 1995-99 foi contida pela Lei de Responsabilidade Fiscal e resultados primários fortemente positivos, o que não impediu contudo sua expansão até 2003, dada uma combinação de gastos elevados com seu serviço, resultados nominais negativos (e acima de 3% todos os anos - com exceção de 2004), e baixo crescimento do PIB (exceto nos anos 2000 e 2004, quando a dívida estacionou – no primeiro caso – ou sofreu forte contração, no último).

De qualquer forma, esta não é uma crise conjuntural, e com toda a probabilidade irá persistir nos próximos anos. Pode-se afirmar que a recuperação da capacidade de financiamento do Estado está predicada na redução da relação dívida líquida do setor público /PIB, atualmente em 51,3%, para algo próximo de 30%, o que não deverá acontecer nos próximos 7-10 anos. De fato, uma simulação da dinâmica da dívida, partindo do seu nível em janeiro de 2005, e supondo um déficit nominal de 3% no período, sugere que para se alcançar uma relação dívida líquida/PIB de 30% ao final de 10 anos (isto é, em 2014), seria necessário manter um superávit primário da ordem de 5,55%, nas hipóteses centrais de um crescimento médio do PIB de 4% a.a., e taxas de juros reais de 10% a.a. no período 2005-2014. Estes níveis vem a ser substancialmente maiores que o superávit estimado para o ano de 2005 (no intervalo de 4,0 – 4,5%). Somente no caso de um crescimento anual médio de 5% a.a. e taxas de juros reais de 8%, a relação dívida líquida/PIB chegaria confortavelmente a 30% (ou menos) ao final de 10 anos, com os níveis de poupança primária programada para os próximos anos (em torno de 4,25%)

Quadro 2: Resultado Primário Necessário para Convergência da Relação Dívida Líquida do Setor Público/PIB para 30% em 2014

		Crescimento médio anual do PIB		
		3,0%	4,0%	5,0%
Taxa de juros	8%	5,65	4,65	3,65
	10%	6,55	5,55	4,55
	12%	7,46	6,46	5,46

Fonte: Elaboração própria

É importante sublinhar que mesmo com uma leve redução da meta de superávit primário em 2005, a partir da mudança de contabilização de determinados investimentos públicos acordada com o FMI (o que possibilitou, em tese, reduzir a meta de superávit primário de 2005 para 4,1% do PIB), o governo foi forçado a contingenciar parcelas significativas do investimento público, demonstrando mais uma vez a natureza recorrente, estrutural da

crise fiscal do Estado brasileiro, que não apenas é grave, como deverá perdurar nos próximos anos.

De fato, há problemas estruturais – gastos previdenciários explosivos, excesso de demanda por serviços de educação e saúde, e de outras áreas sociais, – que deixam *em qualquer cenário*, pouco espaço para expandir de forma significativa gastos públicos em infraestrutura. Inversamente é essencial a expansão dos investimentos privados, que dependem fundamentalmente do *animus* dos investidores, do clima de negócios no país, e da disponibilidade de financiamento.

O objetivo deste trabalho é estabelecer as condições básicas para o investimento privado em infraestrutura no país – com foco nas políticas de governo –, e examinar sob esta ótica a dinâmica recente de dois setores que, do ponto de vista da competitividade do país, talvez sejam os mais críticos: energia e transporte. Com base numa discussão dos obstáculos ao investimento e à prestação de serviços eficientes e a baixo custo, sugere-se uma agenda de trabalho para estimular a melhoria e expansão desses setores consistente com o crescimento sustentado do país.

A seção II identifica as condições mínimas ou básicas para atrair o investimento privado para o setor de infraestrutura pesada no país: a definição de uma política ou quadro de referência setorial no interior do qual o setor privado seria capaz de operar; o estabelecimento de marcos regulatórios estáveis, com a despolíticação de instituições com caráter técnico; e a utilização do regime de financiamento e inserção privada mais adequado – seja a concessão tradicional, as PPPs ou outros – para a resolução da equação risco-retorno privado.

As seções III e IV discutem os casos de energia e transportes, respectivamente. No primeiro, o desafio maior nos próximos anos é a mudança da matriz e a garantia da sustentabilidade energética, dado o potencial desestabilizador da economia chinesa (e eventualmente indiana) na equação oferta-demanda dos combustíveis não-renováveis. Neste contexto, é fundamental que a mitigação do risco de redução das reservas de combustíveis fósseis e o estímulo a fontes renováveis seja conjugado à uma mudança permanente na relação de preços que assegure a competitividade da indústria do país. A questão dos transportes – aqui centrada na importância da fluidez dos corredores de exportação – envolve tanto o investimento em diferentes modais quanto sua integração no plano logístico, ambos dependentes de uma nova política para o conjunto do setor. Estimular o investimento seria condição necessária; a competitividade viria porém da unicidade ou caráter íntegro dos serviços. A seção V conclui reenfatizando a necessidade de políticas que dêem um “norte” ao setor privado, num quadro de estabilidade das regras e instituições.

II. O Investimento em Infraestrutura e seu Financiamento no País

A partir da década de 30, e principalmente na segunda metade do século XX, a infraestrutura no país foi financiada basicamente pelo setor público. As experiências privadas chegaram a ser significativas em geração e principalmente distribuição de energia e transportes urbanos, e na área portuária, mas soçobraram em última análise pelas dificuldades de financiar a expansão dos serviços, que demandaria tarifas consistentes com o custo de expansão de longo prazo. Estas, por sua vez, teriam de ser subsidiadas pelo poder público, dado o baixo nível de renda da população. A saída foi o financiamento e investimento direto do Estado, consubstanciado após 1955 num conjunto de Planos centrados em energia, transportes e eventualmente, telecomunicações.

O financiamento dos investimentos do Estado eram calcados numa combinação de aumento progressivo da arrecadação, com a modernização tanto do regime tributário, quanto dos mecanismos e instituições de recolhimento de impostos, e endividamento do governo, principalmente nos níveis federal e estadual. Este sistema funcionou enquanto houve espaço para aumentar o endividamento e/ou a arrecadação, mas se esgotou na medida que o retorno e a produtividade dos recursos alocados à infraestrutura era baixa (por problemas de concepção, contratação, implementação e gestão dos investimentos), as demandas por serviços elevadas assim como o grau de insatisfação da população, e a situação fiscal – como visto acima – insustentável.

A consequência foi uma instabilidade crescente dos investimentos públicos (razoável *proxy* para investimentos em infraestrutura) a partir da segunda metade da década dos anos 70, e sua redução à medida que o país chegava ao limite de sua capacidade de endividamento¹. O Quadro 3 mostra o aumento da volatilidade (após 1976) e a queda dos investimentos (como proporção do PIB), particularmente acentuada no caso da União após 1988, com as novas regras constitucionais que desconcentraram a receita disponível do setor público, sem a contrapartida de transferência dos encargos para estados e municípios.

Quadro 3: Relação Investimento/PIB das Administrações Públicas e da União

		1970-75	1976-88	1989-04*
Administrações Públicas	Média	4,02	2,83	2,91
	Coef. de Variação**	0,07	0,21	0,20
União	Média	Nd	1,88	0,93
	Coef. de Variação	Nd	0,32	0,28

(*) No caso das Administrações públicas, 1989-00. (**) desvio padrão/média.

Fonte: R. Velloso, apresentação III Seminário Transporte Rodoviário de Carga, 14/04/04; Secretaria do Tesouro; e cálculos próprios.

¹ O ajuste recaiu inicialmente (1976-81) fora da esfera federal, tendo os investimentos do governo central recuado apenas de 2,54% para 2,37% do PIB no período, versus 4% para 2,7% no conjunto. Porém, já em 1983 a relação investimento/PIB da União caiu para 1,2%, e 2,0% na soma de todos os níveis.

Na década de 90, mais além das restrições fiscais, governos (com maior ênfase no plano federal) numa tentativa de reforma do Estado, passaram a operar sob a premissa de que o espaço de investimento deixado pelo setor público em infraestrutura poderia e deveria ser ocupado pelos investidores privados. O programa de privatização – nas suas diversas modalidades – tinha este elemento como suposto básico. Compreendendo tanto a transferência de ativos de infraestrutura existentes, quanto a construção de uma arcabouço jurídico e regulatório que desse as garantias necessárias a novos investimentos, os resultados deste processo foram heterogêneos.

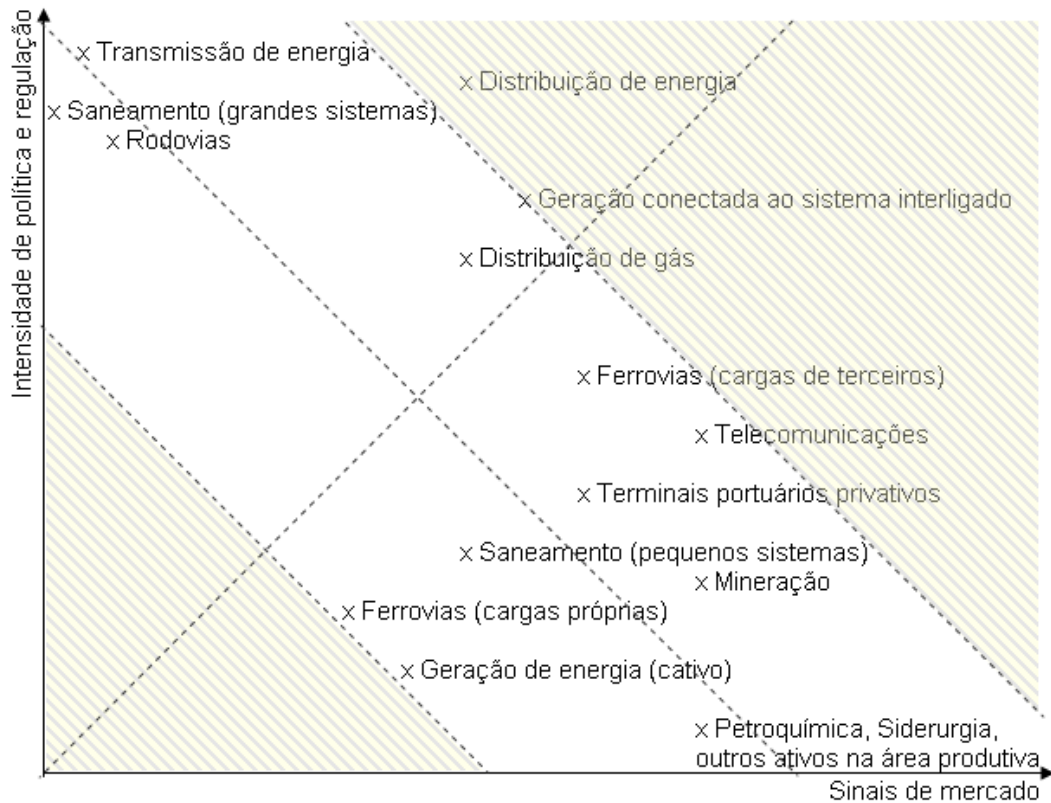
A privatização dos ativos e serviços de telecomunicações, sob o abrigo da Lei Geral de Telecomunicações (LGT) e de uma agência regulatória razoavelmente bem estruturada, pode ser considerado um sucesso sob praticamente quaisquer parâmetros. Em particular, a resposta investidora pós 1997 e a ampliação da oferta de serviços, foi suficiente para garantir uma retirada definitiva do Estado neste segmento (ainda que se possa argumentar que o grau de rivalidade interposta pelas entrantes competidoras das operadoras fixas seja bastante limitado).

Nos demais setores de infraestrutura o programa de privatização foi menos bem sucedido: em energia, foi incompleto, com a não transferência das grandes geradoras estatais do sistema Eletrobrás, e das empresas integradas estaduais (Copel e Cemig); em transportes, avançou com a privatização dos ativos da RFFSA, de terminais portuários, e de algumas rodovias – todos sob o regime de concessão; enquanto que em saneamento, tanto o método quanto os resultados provaram ser incapazes de alterar o quadro setorial². Ainda que os resultados tenham sido heterogêneos geograficamente – estados mais ricos ou melhor organizados conseguiram evitar situações limites, a exemplo do arcabouço rodoviário do Rio Grande do Sul e de S. Paulo, ou do saneamento neste estado e em Minas Gerais – na medida que muitos sistemas de infraestrutura são na prática interligados física ou logisticamente em termos interestaduais, o subinvestimento traz fortes externalidades negativas e afeta o conjunto da população.

As diferenças de resposta do setor privado ao processo de privatização têm várias explicações. Numa tentativa de generalização, pode-se afirmar que quanto mais intensivo em regulação era o segmento, seja pelo tamanho mínimo do investimento, pelo seu caráter irreversível ou de operação integrada e em rede, mais frágil foi a resposta investidora (cuja exceção significativa foi transmissão de energia – ver abaixo). Inversamente, quanto mais modular e flexível o investimento, mais distante de um monopólio natural, e logo mais sensível ao mercado, seu tamanho e potencial de crescimento, mais forte a resposta privada. A Figura 1 dispõe ao longo de um gradiente decisório os setores econômicos que foram objeto de privatização. Telecomunicações, talvez a mais bem sucedida das infraestruturas, o foi tanto pela qualidade das políticas de governo e do ambiente regulatório, como pela necessidade de responder aos sinais de mercado.

² De acordo com a Associação Brasileira das Concessionárias Privadas de Serviços Públicos de Água e Esgoto (ABCON), as 60 concessionárias privadas atendem a apenas cerca de 5% da população do país.

Figura 1: Aspectos Dominantes da Decisão de Investimento em Segmentos Privatizados



Na visão estilizada da Figura 1, o “vazio” das áreas hachuradas sugere que poucos são os setores fortemente sensíveis, em simultâneo, aos sinais de mercado e às políticas/regulações de governo (e inversamente). Talvez a complexidade do setor elétrico se explica exatamente pelo fato de que, tanto no caso de distribuição quanto geração para o sistema interligado, o modelo regulatório e o mercado (e as projeções de seu crescimento num horizonte não trivial - de 5-15 anos) sejam igualmente determinantes na decisão de investimento.

Na perspectiva do desenho da política de governo em relação à infraestrutura, a análise do processo de privatização dos anos 90 e suas seqüelas têm sido especialmente úteis, pois estabeleceram de forma razoavelmente cabal as condições mínimas necessárias para induzir o investimento privado no setor e obter resultados satisfatórios para a população.

Primeiro, é fundamental o governo estabelecer uma **política setorial**, e consubstanciada numa peça legislativa (a exemplo da LGT, que tem por objetivos a universalização, competição e modernização do setor de telecomunicações). Sem uma política – em última instância, um quadro de referência com a definição do papel do Estado, e os objetivos de médio e longo prazo, capaz de orientar o processo decisório do setor privado – os investimentos tendem a se afastar, seja pela falta de clareza de onde investir, seja pela maior percepção de risco.

Atualmente, setores de infraestrutura e seus diversos segmentos ainda carecem de políticas de governo com contornos bem delineados, que sinalizem para o setor privado um “norte”, a direção que devem se alinhar os investimentos. Em energia, pode-se afirmar que há uma política para o segmento de eletricidade – com a aprovação do desenho e início de implementação do novo modelo –, e vazios, a exemplo das áreas de gás e petróleo, o que implica na ausência de uma política para o setor de energia como um todo. Ausentes também estão as políticas de transporte – no sentido de uma política de multimodalidade e integração logística, apesar de iniciativas localizadas – bem como de saneamento.

Segundo, é necessário que se defina uma estratégia diferenciada de substituição do financiamento público da infraestrutura pelo privado. Na segunda metade da década de 90, a estratégia era razoavelmente clara – privatização dos ativos do Estado – e consistente principalmente com a experiência de alguns países (a exemplo da Inglaterra e do Chile), e com a disponibilidade de agentes com liquidez para tomar posições relativamente agressivas em países como o Brasil. A desvalorização de 1999, o racionamento de energia elétrica de 2001 e as perdas domésticas e internacionais dos investidores, travaram o processo, e levaram posteriormente ao seu abandono.

O cerne da estratégia do atual governo são as parcerias público-privadas (PPPs), cujo marco legal foi estabelecido pela Lei 11.079 (30/12/04) e pelo decreto 5.411 – que criam e definem as ações que darão lastro ao Fundo Garantidor –, e o decreto 5.385 (4/03/05), que institui a Comissão Técnica subordinada ao Comitê Gestor (formado pelos ministérios da Fazenda, Planejamento e Casa Civil). Apesar das expectativas do governo, é *altamente improvável* que esta modalidade de financiamento tenha celeridade, abrangência e desperte interesse suficiente para se tornar o direcionador dos investimentos em infraestrutura, não apenas pela complexidade dos contratos e da avaliação (e alocação) do risco, mas também porque apenas uma parcela limitada dos investimentos seria passível de uma formatação de PPP.

Nesta perspectiva, é fundamental avançar com estratégias e mecanismos alternativos, que na realidade já existem e são operacionais, a exemplo das autorizações para uso de bens públicos (cursos d’água, entre outros), e o regime de concessões tradicional, que se aplica tanto aos setores de energia e transporte, quanto saneamento (vale lembrar que dos dez projetos prioritários para fins de PPP definidos pelo governo, seis são na área de transportes e quatro em irrigação, ausentes os demais segmentos de infraestrutura)³. O risco maior das PPPs é o de paralisar ou reduzir o ritmo de

³ A carteira de 10 PPPs, divulgadas em termos preliminares, incluem a duplicação da BR-116 num trecho de 506 km (Feira de Santana- divisa BA/MG, construção do arco rodoviário metropolitano do porto de Sepetiba com 77 km, rodanel metropolitano de S. Paulo – trecho Sul com 32 km, construção da Ferrovia Norte-Sul, trecho Estreito-Gurupi (685 km), do Anel Ferroviário de S. Paulo – tramo norte, com 66 km e da Variante Ferroviária Ipiranga-Guarapuava, de 100 km de extensão, além de 4 projetos de irrigação – Salitre, Baixio do Irecê, Pontal e Jaíba. De acordo com o ministério do Planejamento, o custo dos projetos rodoviários é de R\$ 3,95 bilhões; os ferroviários, R\$ 1,92 bilhões, e os de irrigação R\$ 2,7 bilhões. Ver Folha de S. Paulo, 8/04/05, p. B5.

concessões em áreas críticas, na medida que o foco dos gestores se volta à nova modalidade, que por sua vez será de lenta implementação inicialmente, pela própria inexperiência dos agentes privados e governo.

Terceiro, é essencial a definição de um quadro ou regime regulatório estável, particularmente em setores em que a questão regulatória não é de natureza secundária ou não impeditiva do investimento privado – ainda que se reflita num desestímulo ao investimento. Nos casos aqui tratados – energia e transportes – um quadro razoavelmente bem definido, transparente, previsível e crível, parece ser condição necessária ao investimento privado⁴. Duas possíveis exceções – geração de energia e terminais portuários – se explicam pelo fato que não são necessariamente bens públicos, no sentido econômico, inclusive pela faculdade de exclusão (a exemplo de uma planta geradora *inside-the-fence* ou um terminal privativo), e são investimentos moduláveis. Mas esses não são os atributos da maior parte dos investimentos em energia e transportes, principalmente pela sua inserção em redes interligadas, e a dificuldade de financiar a expansão dos sistemas a custos marginais. Ademais, mesmo nos segmentos mencionados os investidores não são indiferentes a erros de política, distorções e/ou fragilidades regulatórias. Os investimentos ocorrem – e geralmente o fazem, quando o fazem, sob a forma de *brownfields* – apesar destes obstáculos.

Uma importante lição do processo de privatização de infraestrutura é portanto que o investimento privado se direciona para alguns segmentos mesmo, em certos casos, na ausência de regras, atraído pelo tamanho e/ou dinamismo (potencial ou real) do mercado. Noutros, sem um marco legal e regulatório bem definido, não há investimento ou ele é residual, pois não há segurança jurídica para cobrar pelos serviços e conseqüentemente garantir um retorno minimamente aceitável, mesmo na presença de um mercado atraente (que com toda a probabilidade, ficará desatendido).

Quais, então, os atributos essenciais da regulação?

- *Independência do regulador*. Este tem que ser visto como intenso a ingerências políticas de qualquer governo específico, e independente de mudanças de governo, mas comprometido apenas com a implementação e defesa do marco regulatório, no interior do qual as decisões de investimento são tomadas.

⁴ O caso de transmissão de energia é instrutivo a este respeito. É um segmento intenso em regulação, e cuja resposta investidora privada, uma vez definido o arcabouço regulatório razoavelmente sólido, com base em regras transparentes e retorno financeiro previsível, tem sido altamente satisfatória. Somando-se os empreendimentos licitados e autorizados pela ANEEL desde 1999/2000 até julho de 2004, o montante chega a 13.700 km de linhas, 17.100 MVA de potência de transformação e a 14.735 Mvar de compensação reativa, e importando investimentos de R\$ 12,6 bilhões. Em 30/09/2004 a ANEEL realizou um novo leilão de concessões destinadas à construção, operação e manutenção de 2.862 km de novas linhas da rede básica, 2.680 MVA e 1.288 Mvar, e em 18/11/04 duas linhas adicionais com 1.002 km. Todos os empreendimentos licitados deverão entrar em operação até dezembro de 2006. Vale sublinhar que nos leilões de 2004, foram declaradas vencedoras as empresas e/ou consórcios que ofereceram a menor tarifa (ou seja, a menor receita anual permitida para prestação do serviço), e o resultado foi um deságio médio de 34,8% no caso do leilão de setembro de 2004, e 55,5% no de novembro daquele ano.

- *Natureza técnica, transparente e crível, das decisões do ente regulatório.* É importante definir os limites de competência das diferentes instâncias de governo: *o regulador não define política de governo, e inversamente, o executivo não deve influenciar ou conduzir as decisões da instância regulatória,* que devem ter caráter eminentemente técnico. Esta é uma regra essencial, que evita superposição de atribuições e conflitos intra-governamentais.

Vale sublinhar que é a combinação de independência do regulador, e o caráter consistente e inteligível de suas decisões, além de um sistema judiciário capaz de garantir direitos, assegurar o cumprimento das obrigações no âmbito público e privado, e arbitrar disputas de forma eficiente, que minimizam a incerteza regulatória e a percepção de risco pelo investidor. Conseqüentemente, ampliam o número de projetos viáveis, e estimulam o investimento ao reduzir a taxa de retorno requerida por cada projeto.

As duas seções a seguir discutem os casos de energia e transportes, cuja essencialidade para sustentar o crescimento do país é indiscutível. Deve-se contudo sublinhar que outros setores da infraestrutura, aqui ausentes da discussão, são igualmente importantes para o bem-estar da população: no âmbito urbano/metropolitano, o saneamento básico e habitação, além da gestão dos recursos hídricos, estes cada vez mais escassos e poluídos; e, no plano da sociedade, a infraestrutura tecnológica necessária para garantir o uso do conhecimento e o acesso à informação para todos.

III. Energia

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2004⁵, a Oferta Interna de Energia (OIE – a soma do consumo final e das perdas do sistema) no Brasil em 2003 foi de 201,7 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Quadro 4). Este valor representa 2% da demanda mundial, proporção semelhante à participação do país no PIB global, o que indica que a intensidade de energia da economia brasileira se encontra na média dos países.

**Quadro 4: Evolução da Oferta Interna de Energia
1970-2003, em mil tep e %**

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Volume (em 10³ tep)										
Energia não renovável	27.858	47.490	62.387	63.123	72.298	89.105	112.376	117.655	116.880	113.379
Petróleo e derivados	25.251	43.718	55.393	49.239	57.749	70.786	86.743	87.975	85.373	81.107
Gás natural	170	571	1.092	2.946	4.337	5.424	10.256	12.548	14.803	15.505
Carvão mineral e derivados	2.437	3.201	5.902	10.021	9.615	11.984	13.571	13.349	13.005	13.145
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	0	0	0	916	598	911	1.806	3.783	3.698	3.621
Energia renovável	39.088	43.896	52.373	67.883	69.702	73.870	78.239	76.272	81.858	88.326
Hidráulica e eletricidade (*)	3.420	6.219	11.063	15.499	20.051	24.866	29.980	26.282	27.738	29.494
Lenha e carvão vegetal	31.852	33.154	31.083	32.925	28.537	23.266	23.060	22.443	23.639	25.997
Derivados de cana-de-açúcar	3.593	4.161	9.217	17.877	18.988	22.814	20.761	22.916	25.431	27.085
Outras renováveis	223	363	1.010	1.583	2.126	2.923	4.439	4.631	5.050	5.749
Total	66.945	91.386	114.761	131.006	142.000	162.975	190.615	193.927	198.737	201.704
Em %										
Energia não renovável	41,6	52,0	54,4	48,2	50,9	54,7	59,0	60,7	58,8	56,2
Petróleo e derivados	37,7	47,8	48,3	37,6	40,7	43,4	45,5	45,4	43,0	40,2
Gás natural	0,3	0,6	1,0	2,2	3,1	3,3	5,4	6,5	7,4	7,7
Carvão mineral e derivados	3,6	3,5	5,1	7,6	6,8	7,4	7,1	6,9	6,5	6,5
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	0,0	0,0	0,0	0,7	0,4	0,6	0,9	2,0	1,9	1,8
Energia renovável	58,4	48,0	45,6	51,8	49,1	45,3	41,0	39,3	41,2	43,8
Hidráulica e eletricidade (*)	5,1	6,8	9,6	11,8	14,1	15,3	15,7	13,6	14,0	14,6
Lenha e carvão vegetal	47,6	36,3	27,1	25,1	20,1	14,3	12,1	11,6	11,9	12,9
Derivados de cana-de-açúcar	5,4	4,6	8,0	13,6	13,4	14,0	10,9	11,8	12,8	13,4
Outras renováveis	0,3	0,4	0,9	1,2	1,5	1,8	2,3	2,4	2,5	2,9
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

(*) 1 kWh = 860 kcal (equivalente térmico teórico)

tep = toneladas equivalentes de petróleo

Fonte: Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 2004.

⁵ Ver www.mme.gov.br.

Ao mesmo tempo, a participação das fontes renováveis de energia na oferta total foi de 43,8%, significativamente superior à média mundial (13,6%) e dos países desenvolvidos (6%). Este diferencial se explica pela contribuição da energia de origem hídrica para a geração de energia elétrica (responsável por cerca de 80% da capacidade do sistema), e da biomassa, esta última impulsionada por políticas públicas adotadas após a primeira crise do petróleo (1973) e cuja implementação foi acelerada pela segunda crise (em 1979), visando a redução do consumo de combustíveis não renováveis⁶.

A queda do preço do petróleo a partir de meados da década de 80 atenuou a ênfase dada até então ao uso de fontes renováveis. Combinado com o esforço fundamentalmente da Petrobrás na exploração de petróleo em águas profundas e do aproveitamento do gás associado, e a economicidade destes combustíveis na indústria e transporte veicular, a participação de petróleo e derivados, somados ao gás natural, se expandiu de 40% em 1970 para 47,9% em 2003. Quanto às fontes renováveis, após o impulso inicial do final da década de 1970 que se consubstanciou em saltos discretos na participação da energia hidráulica e nos derivados da cana de açúcar na matriz entre 1975 (11,4%) e 1990 (27,5%), esta estagnou, o que levou à gradativa perda de substância das energias renováveis na matriz (apesar da vantagem comparativa do país e do domínio tecnológico tanto na geração de grandes blocos de energia hidráulica e sua transmissão a grandes distâncias, quanto na produção de energia com base em biomassa).

Em anos recentes, o mercado de petróleo (e, em menor medida, de gás natural) sofreu uma mudança até certo ponto radical. O deslocamento da demanda da China e as limitações na produção de petróleo e seu refino, combinado com o uso do gás natural na geração de eletricidade (e em substituição ao carvão mineral, por força dos maiores níveis de poluição e custos associados deste último), levaram a uma mudança no patamar de preços destes energéticos e um aumento do risco intrínseco ao seu uso, dada a volatilidade de seu preço e eventuais picos – inclusive pelo uso do petróleo como arma política - que fragilizam as economias.

Apesar da elevada representatividade das fontes renováveis na matriz energética brasileira em comparação com a média mundial, a participação de 40,2% de petróleo e derivados na oferta interna de energia e de 71,5% nos recursos não renováveis confere uma certa fragilidade e insegurança energética ao país, que permanece vulnerável à instabilidade do preço do petróleo nos próximos anos. Este trabalho sugere a importância de definir uma política de energia que atue sobre a composição da matriz, tanto no plano da oferta dos não renováveis e renováveis, garantindo no primeiro caso a sustentabilidade das reservas de petróleo e gás, e o aumento da capacidade de geração hídrica e de biomassa principalmente, quanto no âmbito da demanda, neste caso por mudanças na relação de preços dos energéticos que reflitam seu efetivo custo de oportunidade.

⁶ Dentre os esforços do governo no sentido de reduzir a dependência do petróleo, destaca-se a criação do programa de produção de álcool combustível, o Proálcool, em 1975, que possibilitou um crescimento acentuado da produção (de uma média de 700 mil m³ em 1970-75 para 14,5 milhões m³ em 2003) e da participação dos derivados de cana-de-açúcar na EOI, que praticamente triplicou entre 1975 e 2003.

Oferta de recursos não renováveis

Estabelecer parâmetros de gestão da oferta e reservas de petróleo e seus derivados, assim como de gás natural, talvez seja o elemento de maior complexidade na definição de uma política energética. Isto porque na perspectiva aqui adotada, deve-se aliar a necessidade de garantir uma relação produção/ reserva sustentável no médio e longo prazo, apoiado num vetor de preços relativos que reflita o custo social e intergeracional de oportunidade, com a manutenção da competitividade da economia do país, e sua indústria, em particular. É evidente que equilibrar estes *desiderata* não é trivial, assim como é um grande desafio integrar as políticas de petróleo e gás da Petrobrás enquanto empresa, aos objetivos da política energética do país. Se mais recentemente o MME de forma efetiva define a política de energia elétrica, no caso de gás e petróleo, há se não um conflito de competências, uma sobreposição de poderes.

Foge ao escopo deste trabalho uma discussão sobre os efeitos desta clivagem, e as formas de superá-la, mas tão somente apontar alguns elementos que se crê importantes para estabelecer a base de uma política energética consistentes com as necessidade de médio e longo prazo do país. Deve-se advertir quão difícil é mudar a matriz de energia dos países, cujo padrão de consumo permanece relativamente estável por décadas (Quadro 5). O que se discute a seguir é fundamentalmente uma abordagem de política que enfatiza a ótica da sustentabilidade energética, tendo por referência uma potencial maior flexibilidade do país – dados os recursos naturais renováveis e o conhecimento acumulado – em mudar gradativamente sua matriz.

Quadro 5: Participação das fontes de energia no consumo mundial de combustíveis por região - 1990-2025, em %

		1990	2000	2001	2010(E)	2015(E)	2020(E)	2025(E)
Países Industrializados	Petróleo	42,8	41,4	41,5	41,4	41,5	41,0	40,8
	Gás Natural	19,4	22,4	22,1	22,9	23,6	24,7	25,4
	Carvão	20,4	18,1	18,2	17,5	17,1	16,9	17,3
	Nuclear	8,9	9,6	10,0	9,7	9,3	8,8	7,8
	Fontes renováveis*	8,5	8,5	8,1	8,5	8,7	8,7	8,7
Europa Oriental/ex-URSS	Petróleo	27,5	20,9	20,6	21,0	21,8	22,6	23,5
	Gás Natural	37,7	44,6	44,7	46,9	48,7	50,9	52,2
	Carvão	27,3	23,4	23,3	20,2	18,0	16,1	14,7
	Nuclear	3,8	5,7	5,8	5,8	5,4	4,6	3,8
	Fontes renováveis*	3,7	5,7	6,0	6,1	6,2	5,8	5,8
Países em Desenvolvimento	Petróleo	40,2	42,5	41,4	42,8	42,6	42,7	42,3
	Gás Natural	12,1	15,2	16,1	15,3	15,7	16,2	17,1
	Carvão	37,5	32,0	32,4	31,2	30,8	30,4	30,2
	Nuclear	1,2	1,5	1,6	2,0	2,3	2,3	2,1
	Fontes renováveis*	9,0	8,7	8,5	8,7	8,6	8,4	8,2
Total Mundial	Petróleo	38,8	39,1	38,7	39,4	39,4	39,4	39,4
	Gás Natural	21,5	22,9	23,1	23,0	23,6	24,4	25,1
	Carvão	26,3	23,5	23,7	22,9	22,5	22,3	22,5
	Nuclear	5,8	6,4	6,5	6,3	6,1	5,6	4,9
	Fontes renováveis*	7,6	8,2	8,0	8,3	8,4	8,2	8,1

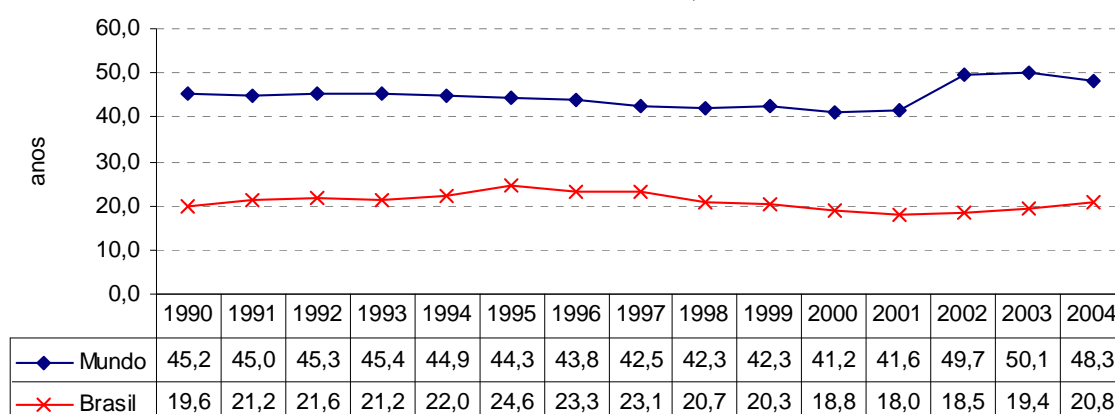
* Energia Hidrelétrica e outras fontes renováveis

Fonte: Energy Information Administration, International Energy Outlook 2004

Petróleo

O Brasil responde atualmente por cerca de 2,04% da produção mundial de petróleo e 0,81% das reservas provadas mundiais, o que indica uma fragilidade relativa do país no que diz respeito à sustentabilidade da produção. Segundo o MME e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as reservas provadas nacionais de petróleo eram de 11,24 bilhões de barris ao final de 2004, e a relação reserva-produção era de 20,8 anos, em contraposição a cerca de 48 anos para as reservas mundiais⁷ (Gráfico 1).

Gráfico 1: Relação entre as Reservas Provadas e a Produção Anual de Petróleo no Mundo e no Brasil, 1990-2004



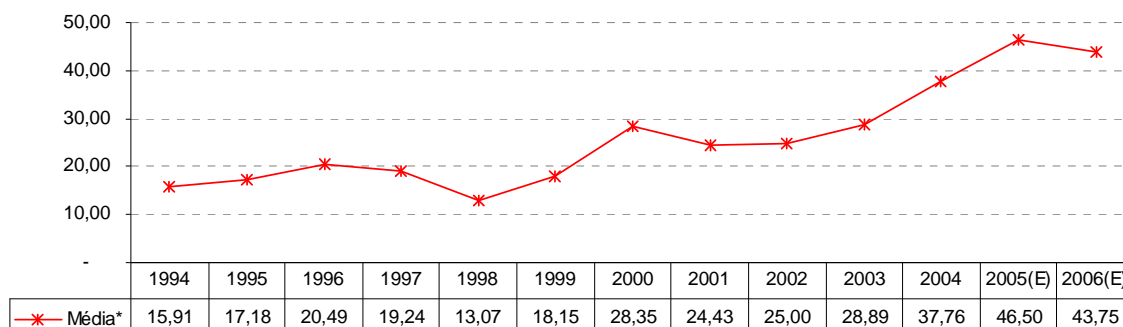
Fontes: EIA - Energy Information Administration (Mundo); ANP / MME (Brasil)

O tempo limitado de duração das reservas, parte crescente das quais estão em regiões politicamente instáveis ou sensíveis, a baixa elasticidade da produção e o deslocamento da demanda, impulsionado pela expansão da economia chinesa, e de países com crescimento acelerado e dependente da importação de petróleo (e gás), vêm pressionando os preços do petróleo nos últimos anos. Desde 2002, observa-se uma aguda escalada de preços, que levou o barril para o intervalo US\$ 40-55 entre os últimos meses de 2004 e o primeiro quadrimestre de 2005. A previsão do FMI é que o preço médio do barril fique em torno de US\$ 46,50 em 2005 e US\$ 43,75 em 2006⁸ (Gráfico 2). Vale destacar que o preço médio do barril sofreu um aumento de 9,0% a.a. entre 1994 e 2004, acelerando após 1999, quando o aumento foi de 15,8% a.a.

⁷ Os dados da EIA sobre as reservas brasileiras são sistematicamente inferiores aos valores disponibilizados pela ANP / MME, principalmente entre 1990-1997. O volume de produção apresenta valores coincidentes em ambas as fontes. A relação reservas-produção média entre 1990-2003 segundo a EIA seria 15,8 anos, 24,1% inferior à calculada com base nos dados da ANP / MME (20,9 anos). A Merrill Lynch estima que as reservas da Petrobrás seriam suficientes para 16,5 anos de extração, enquanto que uma taxa de reposição das reservas de 150% reduziria essa estimativa para 12,7 anos em 2010. Como afirma o relatório, “[b]ased on our estimates, if Petrobras’s reserve replacement rate is at 150% rate in the coming years, then its reserve life will decline from 16.5 currently to 12.7 years by 2010. While this would still compare favorably against its international peers, this would mean the company had reached a level at which its production growth potential from domestic operations would be much more limited than it is today.” Ver “Petrobrás”, Merrill Lynch Global Securities Research & Economics Group, 26 de janeiro de 2005, p. 23

⁸ Média simples do preço *spot* do petróleo UK.Brent, Dubai e WTI. Ver FMI, World Economic Outlook, Abril de 2005.

**Gráfico 2: Preço Médio do Petróleo no Mercado Internacional
US\$/bbl**



* média simples entre UK Brent, Dubai e WTI

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2003 (1994-2003), FMI - World Economic Outlook (2004-2006)

A prazo mais longo, prevê-se um “choque do petróleo permanente”, com duração de até duas décadas, o que obrigaria os países a realizar ajustes estruturais diante de preços elevados e sua alta volatilidade, representando um sério risco para a economia mundial⁹. Os problemas de baixa elasticidade da produção e excesso de demanda são agravados pela limitação de capacidade de refino no mundo, já que historicamente, as margens nessa atividade mantiveram-se baixas, desestimulando novos investimentos.

A possibilidade de um “choque permanente” com o horizonte de duas décadas, recoloca de imediato a questão da sustentabilidade energética do país e a provável necessidade de se gerir de forma cautelosa e numa perspectiva conservacionista as reservas de petróleo (assim como gás, como se verá abaixo). O objetivo seria estabelecer uma relação produção doméstica-consumo consistente com a não exaustão das reservas e uma trajetória que garanta a segurança energética do país.

A Petrobrás, que responde por cerca de 96% da produção nacional de petróleo, proporção próxima da participação das reservas provadas do país, pretende ampliar sua produção para 2,3 milhões de barris por dia em 2010, o que equivale a um crescimento médio de 6,2% a.a. sobre o volume médio projetado para 2005 (cerca de 1,7 milhões de barris por dia). A empresa pretende atingir a auto-suficiência no início de 2006. A menos de grandes descobertas, contudo, haveria dificuldades para manter o ritmo de crescimento da produção a médio prazo.

Esse fato sugere uma tensão potencial quanto ao ritmo de extração dos recursos não renováveis, dado que o governo tem obrigação de garantir o bem estar não só desta, mas das próximas gerações. No caso da Petrobrás, obviamente, seu horizonte de planejamento não deve ir além de 10 a 15 anos, dadas as taxas de desconto privadas, que servem para orientar as decisões de investimento e alocação de recursos da empresa. O governo, por outro lado, orientado por uma taxa de desconto substancialmente menor, deve ter como preocupação central garantir a segurança energética num

⁹ Ver FMI. World Economic Outlook - 2005. Abril, 2005. e PVM Vienna (www.pvm.at)

horizonte superior a 15-20 anos, o que possivelmente entraria em conflito com o objetivo estratégico da empresa de atingir a auto-suficiência e maximizar o volume de petróleo extraído nos próximos 10 a 15 anos. Garantir não necessariamente a auto-suficiência, mas o atendimento de 70-80% da demanda interna de petróleo, preservando as reservas do país para períodos de escassez potencialmente agudas no mercado mundial, seria em tese uma diretriz de política energética, que este trabalho crê como necessária, pois é alinhada com os interesses do país no horizonte previsível¹⁰.

Gás Natural

O gás natural é um energético de ampla e crescente utilização no Brasil e no mundo. Seu consumo mundial deve crescer a taxa média de 2,2% a.a. entre 2001 e 2025, superior ao petróleo (1,9%) e carvão (1,6%)¹¹. Assim como no caso do petróleo, há um descompasso crescente entre as taxas de crescimento da produção e de consumo nos países industrializados (0,7% e 1,8%, respectivamente), indicando que em 2025, cerca de 30% do consumo desses países serão oriundos dos países do Oriente Médio, África e FSU ("Former Soviet Union"). A exportação de gás se apóia em gasodutos e, de forma crescente, no transporte transfronteiras sob a forma de gás natural liquefeito (GNL). O relativo isolamento geográfico das novas reservas e a queda nos custos da cadeia de GNL (tanto processamento quanto transporte) indicam que progressivamente o mercado mundial de gás irá se consolidar como um mercado integrado e denso, com preços sendo acertados tanto por contratos de longo prazo quanto por transações *spot*.

O Cone Sul ainda é um *player* relativamente marginal na economia global do gás natural, apesar das reservas significativas da Bolívia, o importante papel do gás na Argentina e um mercado em expansão no Brasil. Em certa medida, Argentina, Brasil, Bolívia e Chile, podem ser pensados como um mercado integrado em formação, cada um com suas especificidades. No caso do Brasil, há potencialmente um mercado amplo para o gás, e cujo desenvolvimento requer investimentos substanciais em infraestrutura (gasodutos, plantas de processamento) e queda de preços, de modo que se torne competitivo frente a outros energéticos. Esses investimentos – e a própria redução dos preços via ganhos de escala – supõe a ampliação da demanda. Desatar esse nó, e fazê-lo numa perspectiva de sustentabilidade energética, é talvez o maior desafio da política de gás natural no país.

A oferta do país está sintetizada no Quadro 6 abaixo. Deve-se sublinhar:

- *Primeiro*, que a produção de gás natural no país vem se expandindo a taxas moderadas, da ordem de 6,3% a.a. entre 2000 e 2004. Nos

¹⁰ A determinação do ritmo ótimo de extração do petróleo (e gás) das reservas brasileiras certamente não é trivial e iria requerer tanto um estudo aprofundado que oriente a decisão de política, quanto um debate no plano do Congresso e da própria sociedade.

¹¹ Ver U.S. Department of Energy, International Energy Outlook 2004, p. 47 e seq. No período 2001-2025, o consumo global de GN se expandiria em cerca de 70%, de 90 para 151 tcf (trilhões de pés cúbicos).

últimos 40 anos (1954-2003), contudo, a produção de gás natural no país cresceu 13,2% a.a., em média.

- *Segundo*, a produção disponível vem crescendo a uma taxa bastante superior à produção (cerca de 10,7% no período recente), basicamente pelos volumes menores (tanto em termos absolutos quanto relativos) de queima e perda que ocorrem na própria área da produção.
- *Terceiro*, a importação (fundamentalmente da Bolívia) vem aumentando de forma acelerada, com o início da operação do Gasbol em julho de 1999.
- *Finalmente*, a oferta ou mercado aparente vem se expandindo de forma acentuada, a uma taxa em torno de 19,4% a.a. entre 2000 e 2004.

**Quadro 6: Oferta Média de Gás Natural no Brasil
2000-2004, em MM m³/dia**

	2000	2001	2002	2003	2004	Δ% a.a.
Produção ¹	36,39	38,35	42,53	43,27	46,50	6,3%
Produção Disponível ²	18,42	18,90	23,23	25,22	27,63	10,7%
Importação	6,06	12,62	14,44	16,29	22,15	38,3%
Oferta ³	24,47	31,53	37,66	41,51	49,79	19,4%
PD/P ⁴	50,6%	49,3%	54,6%	58,3%	59,4%	

Fonte: ANP

¹ Valor total da produção, incluindo os volumes de re-injeção, queimas e perdas, e consumo próprio de gás natural nas áreas de produção.

² Produção total diminuída das parcelas de consumo próprio nas áreas de produção, queima, perda e re-injeção. Engloba LGN, condensado, consumo próprio nas refinarias, nas unidades de processamento de gás natural e nos sistemas de transferência e transporte.

³ Produção disponível + importações

⁴ Proporção da produção disponível na produção total de gás natural

Δ% a.a. = Taxa de crescimento médio anual

O aumento da produção disponível nos próximos anos irá depender do desenvolvimento e expansão tanto das bacias em que o gás vem sob a forma associada – a exemplo de Campos – como principalmente das jazidas em que o gás ocorre de forma não associada, como na Bacia de Santos¹². Outras áreas significativas incluem a Bacia do Espírito Santo; de Camamu-Almada, na Bahia (projeto Manati); Potiguar; e do Solimões¹³.

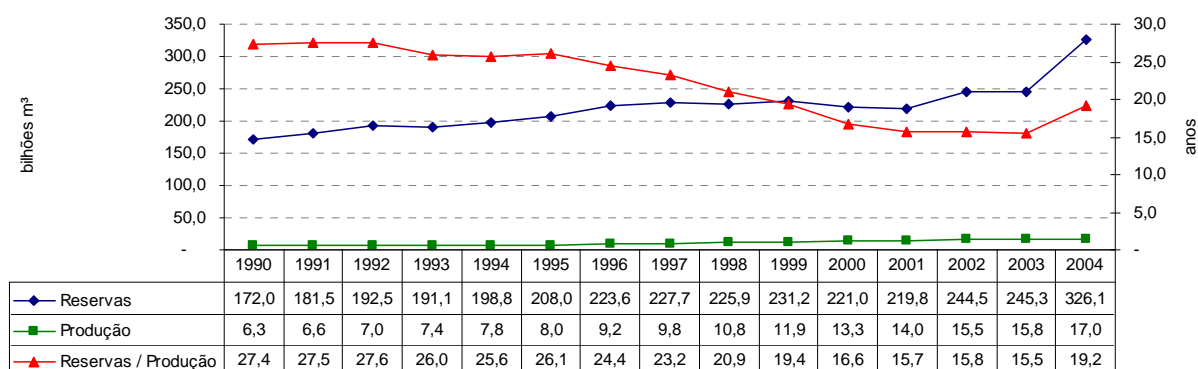
As reservas provadas ao final de 2004 da ordem de 326,1 bilhões m³ (ou 11,5 trilhões de pés cúbicos – tcf), são localizadas preponderantemente no Rio de Janeiro, Amazonas, Bahia, Espírito Santo e Rio Grande do Norte. Até 2003, o quadro de reservas sugeriria forte limitação do gás nacional para sustentar um consumo crescente – não mais do que 15 anos. Naquele ano, porém,

¹² O campo de Mexilhão no Bloco BS-400 e situado a 137 km de São Sebastião, deverá ser o primeiro a entrar em operação, produzindo 17 MMm³/dia. Ainda não se sabe contudo *quando* o gás da Bacia de Santos entrará no mercado: se em 2009, como projeta o MME, ou 2012 como sugere a Petrobrás.

¹³ Esta última não considerada quando das projeções de oferta e consequentemente tampouco de demanda, no caso das termelétricas a serem abastecidas pelos gasodutos Coari-Manaus e Urucu-Porto Velho.

houve descobertas significativas na Bacia de Santos (blocos BS-400 principalmente, e BS-500 e BM-S-14, dentre outros), capazes de adicionar pelo menos cerca de 14,8 tcf às reservas (originariamente de 8,7 tcf em 2003)¹⁴. Este fato potencialmente alteraria o quadro de oferta do país, num prazo estimado de 3-4 anos, mínimo necessário para o desenvolvimento dos campos, e instalação de infraestrutura de transporte e processamento. O Gráfico 3 abaixo apresenta a relação entre o crescimento das reservas e da produção de gás natural entre 1990 e 2004. Enquanto as reservas aumentaram 4,7% a.a. no período, a produção cresceu 7,4% a.a., fazendo com que a relação reservas/produção sofresse uma redução de 2,5% a.a. no mesmo período.

Gráfico 3: Reservas Provasdas e Produção de Gás Natural 1990-2004, em bilhões m³ e anos



Fonte: ANP / MME

As maiores reservas subregionais estão na Bolívia, seguidas da Argentina e do Brasil, sendo a relação reserva-consumo doméstico extremamente elevada na Bolívia, o que sugere que o potencial de exportação de gás se concentra nesse país¹⁵ (Quadro 7). Assim, o incremento da produção de gás

¹⁴ As reservas do bloco BS-400 na Bacia de Santos foram estimadas ao final de 2003 em 419 bilhões de m³ de gás (14,79 tcf), dos quais cerca de 75 bilhões de m³ já comprovados e 344 bilhões de m³ em avaliação. Ver *Brasil Energia*, dezembro 2003, ANP (www.anp.gov.br) e “O Gás Natural no Brasil e o Contexto Internacional,” *op.cit.*

¹⁵ Dois gasodutos que o ligam a Bolívia ao Brasil, e um o conecta à Argentina. O Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), operado pela TBG, tem uma extensão de 3.150 km, uma capacidade de 30 MMm³/dia, e é formado pelo Trecho Norte, que liga Corumbá à Guararema (SP), e se tornou operacional em 01/07/99, e pelo Trecho Sul, que liga Campinas à Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), em Canoas (RS), inaugurado em março de 2000. Este gasoduto mudou o quadro de oferta do país após 1999, quando começou a operar, criando um novo cenário de participação do gás natural na matriz energética (então de apenas 3%, devendo alcançar cerca de 12% em 2010), ao mesmo tempo que impondo à Petrobrás a necessidade de desenvolver o mercado, dado sua exposição financeira ao contrato de take-or-pay (por 20 anos renováveis), sendo que o contrato obriga o pagamento por 24 MMm³/dia até 2005, e 30 MMm³/dia de 2006 em diante. O Gasoduto Lateral Cuiabá (com uma capacidade projetada de transporte de 2,8 MMm³/dia) liga o trecho Boliviano do Gasbol à UTE Cuiabá I. Finalmente, o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre – com capacidade projetada de 12 MMm³/dia e extensão total de 615 km - é formado por três trechos, dos quais dois (cada um com 25 km) estão em operação, com capacidade de 2,8 MMm³/dia: o trecho I, que liga Pasos de Los Libres à Uruguaiana, e o III que interliga a Refap à Copesul, em Triunfo (RS). Já o trecho II ligando Uruguaiana-Porto Alegre com capacidade projetada de 9,2 MMm³/dia não está avançando, devido à crise energética da Argentina e a escassez de gás proveniente deste país.

associado da Bacia de Campos e as importações da Bolívia (complementados, em escala menor, pela exploração dos novos campos na Bacia de Camamu, Bahia, e no Espírito Santo) deverão ser os fatores que potencialmente irão impulsionar a oferta até 2008. A partir de então, o direcionador da oferta passa ser o gás da Bacia de Santos, e a eventual expansão do Gasbol. Ao mesmo tempo, a elasticidade do consumo no país tende a ser elevada, inclusive pela demanda potencial das termelétricas, a expansão do GNV, e a retomada do crescimento industrial. A consequência maior é que dificilmente, do ponto de vista estrutural, o preço do gás natural iria se reduzir de forma material nos próximos anos, levando-se em consideração apenas as condições de oferta no país, a relativa rigidez dos preços do gás boliviano, e o excesso de demanda doméstica pelo gás argentino.

Quadro 7: Reserva e consumo em países selecionados - 2003

	Argentina	Bolívia	Brasil*	Chile	Uruguai
Reservas – em tcf	34	52	9/23	-	-
Consumo – em MMm ³ /dia	95	3	35	24	0,3
Anos de Consumo	28	1.345	20/51	-	-

Fonte: cálculo próprio com base no dados de Repsol, PSR e Mercados, “Novo Modelo do Setor Elétrico e seus Reflexos na Indústria do Gás Natural,” Brasília, 09/06/2004. (*) As reservas provadas do Brasil em 2003 eram da ordem de 8,7 tcf, chegando a pelo menos 23 tcf com as descobertas na Bacia de Santos. O consumo se refere à média do primeiro semestre de 2004, *excluindo* o consumo intermediário da ordem de 11,4 MMm³/dia (na sua maior parte, das refinarias da Petrobrás). Caso contrário, os anos de consumo seriam de 15 e 39 anos.

A Petrobrás, o ator de maior protagonismo no mercado, e após a experiência financeiramente adversa do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT (e do próprio Gasbol), parece ter adotado uma estratégia de direcionar seus investimentos com o objetivo de colocar no mercado o gás natural da companhia. Primeiramente, consolidando sua participação nas companhias estaduais de gás, de forma não apenas a agregar valor aos seus investimentos no segmento, como assegurar a expansão da rede de distribuição¹⁶. E, em segundo lugar, investindo nos meios de transporte de gás que assegure seu escoamento (como já visto) e aumente o grau de confiabilidade do fornecimento, inclusive e particularmente para regiões/áreas cuja demanda pelo energético é (quase) assegurada, mas a oferta não o é.

O aumento de capacidade do Gasbol – atualmente menos provável - e o desenvolvimento da Bacia de Santos seriam a contrapartida destas ações pelo lado da oferta¹⁷. Ainda que a política de preços da Petrobrás tenha

¹⁶ No final de agosto, por exemplo, foi celebrado acordo entre Petrobrás e Cemig para a aquisição de 40% do capital da da Gasmig pela Gaspetro, com o objetivo de desenvolver e expandir a rede de gasodutos para transporte e distribuição em Minas. Serão investidos R\$ 1,4 bilhões para aumentar a oferta de gás no estado de 3,5 MMm³/dia para 4,5 MMm³/dia em 2006 e 11,1 MMm³/dia em 2011.

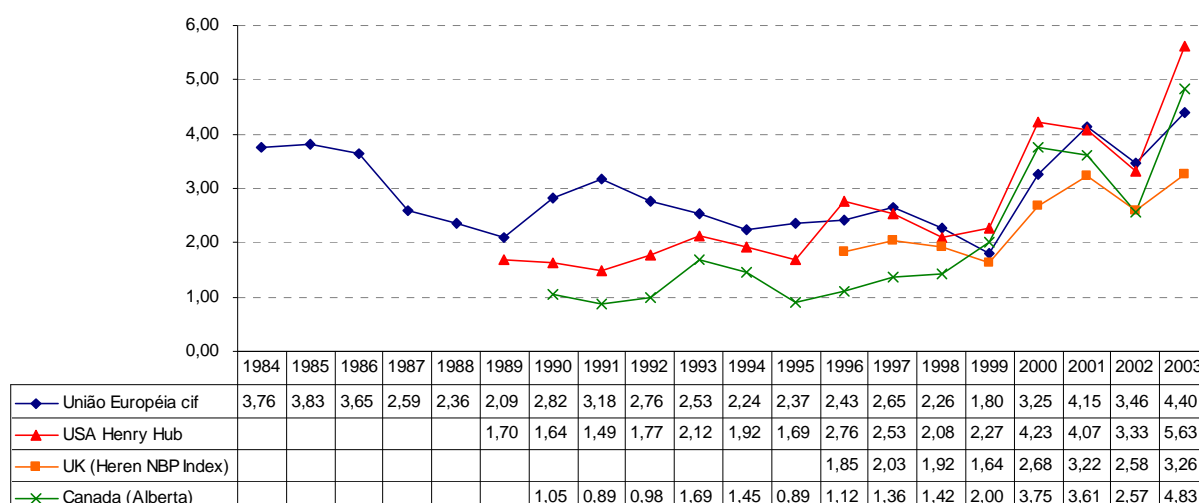
¹⁷ Ver apresentação de Ildo Sauer, “O Gás Natural no Brasil e o Contexto Internacional,” 07 de Junho de 2004. O Plano Estratégico da Petrobrás 2004-2010 estima que ao final do período, a capacidade de oferta no Brasil seja da ordem de 100 MMm³/dia (incluindo o gás importado), um crescimento da ordem de 14,2% a.a. Pelo lado da oferta, isto implicaria na antecipação da entrada em operação dos sistemas de produção, processamento e transporte da Bacia de Santos (para 2009 e não 2012); e pelo

relativa autonomia frente às condições de mercado no curto e médio prazo, num horizonte mais longo é a dinâmica de oferta e demanda que conforma a precificação de recursos escassos.

A Dinâmica de Preços do Gás Natural

Nos últimos 20 anos, a curva de preços de gás natural nos grandes mercados descreve aproximadamente uma parábola: os preços caem progressivamente (ainda que não de forma monotônica) na primeira década, e já a partir do final dos anos 90 sobem de forma acentuada, inicialmente no mercado norte-americano, e posteriormente na Europa (Gráfico 4). Esse comportamento se explica em parte pela trajetória dos preços do petróleo; em parte por uma oferta que se amplia consideravelmente ao início dos anos 90 e que estimula sua utilização; e ainda por fatores endógenos aos mercados, com a crescente utilização do gás natural na indústria, mas principalmente na produção de energia elétrica, substituindo alternativas mais poluentes (carvão¹⁸ e óleo).

Gráfico 4: Preços Internacionais de Gás Natural*
1984-2003, em US\$/MMBtu



Fontes: Heren Energy Ltd., Natural Gas Week; (*) preços médios cif = custo+seguro+frete

lado da demanda, na “consolidação da inserção do gás natural no sistema hidrotérmico nacional”, entre outros.

¹⁸ No caso dos Estados Unidos, o Clean Air Act levou a um aumento significativo do uso do gás natural e uma redução das emissões das térmicas a carvão. Na três últimas décadas, as *utilities* proprietárias destas térmicas investiram mais de US\$ 50 bilhões na redução das emissões de óxido de nitrogênio e dióxido de enxofre, caindo em mais de 30% o total de emissões. O maior controle das emissões, combinado com a elevação do preço do gás natural, e desde 2000 um governo mais sensível à demanda da indústria por um regime regulatório menos duro, levou a uma estabilidade na participação do carvão no mercado norte-americano que nesta década mantém-se em torno de 50%. O Energy Information Administration projeta que esta proporção chegue a 52% em 2025, dado um crescimento da demanda de energia de 2% a.a. Ao mesmo tempo, houve na Europa uma rápida redução de utilização de termelétricas a carvão combinado, em alguns casos (Alemanha, Inglaterra, Itália), com a expansão do uso do gás e de energia nuclear (França). Ainda assim, no caso da Alemanha, as térmicas a carvão marron (com maior grau de poluição) permanecem responsáveis por cerca de 27% de toda a energia gerada no país (dados de 2003). Sua retirada *in totum* é improvável, dado o compromisso de iniciar o processo de desativação das centrais nucleares em 2020.

O mercado brasileiro de gás apresenta uma série de especificidades, não apenas pela escala reduzida, como pela posição dominante da Petrobrás ao longo da cadeia, seja na exploração, processamento, transporte e, mais recentemente, distribuição¹⁹. As importações, por sua vez, são limitadas basicamente ao gás boliviano (e em escala substancialmente menor, da Argentina por meio de um único gasoduto). Para todos efeitos, o GNL ainda não serve como referencial ao mercado (na medida que o país não o exporta, nem tampouco o importa). No seu conjunto, os preços praticados no mercado e sua dinâmica vêm refletindo o regime regulatório (e a ação do governo, de modo mais geral), e a política de preços da Petrobrás.

Apesar do grau de discricção da Petrobrás no que diz respeito ao mix gás nacional-gás boliviano, os preços praticados até recentemente têm estado um pouco distantes daqueles que “equilibrariam” o mercado (no conceito de “market clearing”). Ainda que seus níveis aparentam estar significativamente abaixo dos praticados nos grandes mercados consumidores, eles foram até recentemente suficientemente altos para inibir a expansão ainda mais rápida do consumo. Há, conseqüentemente, um excedente potencial da ordem de 10-15 MMm³/dia (em torno de 5 MMm³/dia de gás boliviano e 5-10 MMm³/dia de gás nacional não aproveitado, excluindo o gás da Bacia de Solimões). Ao mesmo tempo, uma queda mais abrupta dos preços geraria rapidamente um excesso de demanda.

A alternativa perseguida pela Petrobrás é, em simultâneo, a expansão da infraestrutura como visto acima (e que em tese gera demanda adicional sem alteração nos preços), e a introdução de uma matriz de preços para o gás importado que estimule o consumo. De fato, ao início de 2004, a Petrobrás anunciou uma nova política de preços para o gás boliviano, de modo a aproximá-lo gradativa ou assintoticamente aos valores do gás nacional (Quadro 8). O *rationale* da política é claro: é necessário criar mercado para o excedente de gás pelo qual a empresa se obrigou a pagar²⁰. Assim, todo o volume de gás natural da Bolívia que exceder a cota contratada pelas distribuidoras – o “gás novo” – seria vendido por um preço fixo de US\$ 2,70/MMBtu, cerca de 20% abaixo do preço à época da definição da nova diretriz (US\$ 3,38). Haveria também descontos graduais no preço sobre os volumes base – ou “gás velho” - na medida que o incremento de demanda supere os 40%, podendo chegar a US\$ 2,86 por MM Btu, caso houvesse um incremento de 100% das vendas²¹.

¹⁹ No que diz respeito à distribuição, as exceções mais relevantes quanto ao controle da Petrobrás são a GasNatural e Comgas, em São Paulo, e a CEG na cidade do Rio de Janeiro.

²⁰ Vale observar que a Petrobrás é obrigada a pagar contratualmente por 24 MMm³/dia de gás boliviano (ToP de 80% do volume transportado), e a partir de 2006, pela totalidade da capacidade do Gasbol (30 MMm³/dia).

²¹ É difícil estabelecer o impacto direto ou imediato da nova política sobre a demanda de gás a médio prazo. No caso do preço do gás direcionado às termelétricas, sua viabilidade depende, como foi visto, do uso das térmicas no sistema e do preço da eletricidade. A situação que emergiu do racionamento, em que a Petrobrás foi forçada a assumir riscos que uma empresa privada não o faria nas mesmas circunstâncias para viabilizar um conjunto significativo de térmicas, a indefinição quanto ao papel das térmicas no sistema, e os baixos preços da energia, gerou um preço de reserva para o gás neste segmento abaixo dos preços regulados. Na ausência de um contrato atraente de venda de energia (a maior parte das térmicas se encontra atualmente descontratada e operam na ponta) ou de uma *rationale*

Quadro 8: Parâmetros da Nova Política de Preços da Petrobrás para o Gás Boliviano, 2004

Adicional (%)	Preço Base (US\$/MMBTU)	Desconto (%)	Preços Novos Vol. (US\$/MMBTU)	Preço Médio (US\$/MMBTU)	Dif. Preço Atual (%)
0	3,36	0	2,7	3,36	0
10	3,36	0	2,7	3,30	-2
20	3,36	0	2,7	3,25	-3
30	3,36	0	2,7	3,21	-5
40	3,28	2	2,7	3,11	-7
50	3,09	8	2,7	2,96	-12
60	2,9	14	2,7	2,83	-17
70	2,86	15	2,7	2,79	-17
80	2,86	15	2,7	2,79	-17
90	2,86	15	2,7	2,78	-17
100	2,86	15	2,7	2,78	-17

Fontes: Repsol YPF, Brasil Energia

Apesar do protagonismo da Petrobrás no mercado de gás natural, e o esforço de “equilibrar” o mercado e garantir a expansão gradativa da demanda, não se pode ignorar outras forças que direcionam o mercado e a dinâmica de preços. Há fundamentalmente duas hipóteses básicas para a trajetória de preços futuros do gás natural. Num caso, o gás permanece como uma *commodity* escassa, precificada para refletir o excesso potencial de demanda (principalmente das térmicas, mas também industrial e GNV), e conseqüentemente, seu preço tende a se elevar de forma a “racionar” o consumo. Partindo desta premissa, os preços irão provavelmente descrever uma parábola (como o fizeram internacionalmente em tempos recentes), e se elevam progressivamente (ainda que de forma possivelmente mais atenuada do que num mercado aberto).

Um fator adicional que poderia contribuir para a elevação do preço do gás consiste na inserção do gás natural liquefeito (GNL) no mercado internacional. Este é visto atualmente como a melhor alternativa para atender a expansão do mercado mundial de gás natural e, em especial, a crescente demanda de gás dos EUA²². Dado que o desenvolvimento do gás natural está, em grande medida, apoiado no GNL, a exportação futura deste último – ou uma precificação pelo seu custo de oportunidade – implicaria uma acentuação da pressão altista sobre o preço do gás natural nacional.

– seja de longo prazo ou visando um *hedge* para variações bruscas futuras no preço ou suprimento de energia – que se sobreponha conseqüentemente aos cálculos normais de valor presente, haveria sobra de gás a estes valores. Ainda assim, deve-se observar que o incremento das importações do gás natural da Bolívia nos dois primeiros trimestres do ano de 2004 – com a definição da nova política - foi bastante significativo: 28,2%, quando compara-se a média do segundo trimestre de 2004 com a média do último trimestre de 2003, versus 14,1% quando a comparação é feita entre esta última e a média do segundo trimestre de 2003.

²² Espera-se que até 2010 as importações de GNL alcancem 8% do consumo de gás natural nos EUA, chegando a 62 bilhões de m³ ao ano.

Numa segunda hipótese, o consumo cresce de forma moderada (isto é, não se torna explosivo, principalmente pelas dificuldades das térmicas competirem economicamente com a geração hídrica), enquanto que a Bacia de Santos se torna já próximo do final da década fonte substancial e crescente de gás natural não associado. Contando adicionalmente com a produção futura do gás dos campos de Golfinho e Camamu-Almada (pelo menos 9,5 MMm³/dia) e a expansão contratual das importações provenientes da Bolívia, a oferta de gás durante os próximos anos deverá crescer a uma taxa média acima de 10% a.a. O fator determinante neste crescimento será claramente a expansão da produção doméstica (cerca de 16,0% a.a. num horizonte de 5-10 anos) com a exploração das Bacias de Campos e Santos, sendo que esta última adicionaria aproximadamente 70 milhões m³ de gás natural por dia ao volume produzido no país. Já as importações cresceriam a um ritmo menos acelerado, com a eventual elevação do volume de gás importado da Bolívia através do Gasbol, previsto pelo contrato *take or pay* vigente (de 30 milhões m³ /dia a partir de 2006)²³.

De qualquer forma, nos dois cenários se coloca a questão da preservação das reservas de gás, num contexto de uma taxa de exploração que irá se acelerar nos próximos anos, principalmente levando em conta a importância crescente do gás na matriz energética brasileira. Ademais, a possibilidade de integração energética entre Bolívia, Argentina e Brasil, pela expansão da capacidade do Gasbol em mais 15 milhões m³/dia, a construção do gasoduto da Bolívia para a Argentina e a instalação do que ligará Uruguaina-Porto Alegre para transportar o gás boliviano para o Rio Grande do Sul pela Argentina, está mais distante em 2005 do que em anos anteriores. As razões dizem respeito tanto à potencial aprovação da Lei de Hidrocarbonetos na Bolívia (que levaria um aumento nos tributos sobre a exploração de gás de 18% para 50%), quanto às dificuldades de suprimento de gás na Argentina para atender a sua demanda doméstica e o comportamento desse país na recente crise energética do ano de 2004.

Nesta perspectiva, e da mesma forma que no petróleo, o preço do gás deverá, com toda probabilidade, aumentar em anos vindouros e permanecer elevado, principalmente se a política de governo levar em consideração de forma explícita seu verdadeiro custo de oportunidade. Uma das consequências de uma precificação que espelhe a relativa escassez do gás natural e a necessidade de sua preservação num horizonte de médio e longo prazo para fins de segurança energética do país, é a limitação de seu uso para fins geração de energia elétrica (a menos em caráter emergencial ou para aumentar na margem o grau de confiabilidade do sistema)²⁴, em contraposição ao uso veicular – substituindo a gasolina e o óleo diesel num ritmo sustentável – e industrial – tomando lugar do óleo combustível.

²³ Estima-se também que na medida em que as termelétricas do sul do país - UTEs Cuiabá I e Uruguaiana, abastecidas pelos gasodutos Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre, respectivamente - retomarem suas atividades normais e eventualmente passarem a operar às suas capacidades máximas, seria observado um aumento do volume de gás importado pelos gasodutos respectivos até o ano 2010.

²⁴ A orientação do ONS neste sentido parece ser adequada, pois garante probabilisticamente um evento de racionamento em 20 ou mais anos, isto é, uma taxa de risco de 5%.

Oferta e Utilização de Recursos Renováveis

Uma política direcionada aos recursos renováveis – fundamentalmente energia de origem hídrica e biomassa – deve se orientar pelo aumento da oferta em bases econômicas, de modo que os agentes privados tenham os incentivos necessários para o investimento e consumo. O país tem uma posição bastante diferenciada na disponibilidade destes recursos, que constituem de fato uma vantagem comparativa do país – em parte herdada, em parte construída, inclusive pela acumulação de conhecimento para o seu aproveitamento – e que ainda se encontram subutilizados. Discutem-se inicialmente os recursos hidráulicos e, a seguir, aqueles de biomassa.

Energia de origem hidráulica

A disponibilidade de recursos hidráulicos no país tem sido historicamente fator chave na construção de sua economia e indústria. Ainda que a intensidade energética da economia brasileira esteja na média dos países, como se viu acima, há uma plataforma significativa de eletro-intensivos, principalmente na transformação de minerais (bauxita, minério de ferro, manganês), e apoiada numa oferta elástica de energia hidráulica. Assim, o aumento da oferta desta energia é importante tanto do ponto de vista da sustentabilidade energética do país – por ser fonte renovável – como para assegurar a competitividade da indústria e sua plataforma eletro-intensiva.

O inventário e as estimativas dos recursos hidráulicos do país, quando comparados com seu efetivo aproveitamento em termos de capacidade instalada e energia firme associada, indica que na primeira metade desta década havia um “excedente” de energia firme inventariado da ordem de 49 GW, além de 50,5 GW na categoria de energia firme estimada (Quadro 9). Tomando por base um crescimento de longo prazo de 4% da economia e uma elasticidade de demanda energética de origem hidráulica de 1 (um)²⁵, e levando em consideração a energia inventariada e aquela estimada, o potencial hidráulico do país seria suficiente para atender a demanda incremental por cerca de 33 anos, e uma vez esgotada a atual capacidade instalada.

**Quadro 9: Recursos Hidráulicos - Energia Firme
1980-2003, em GW**

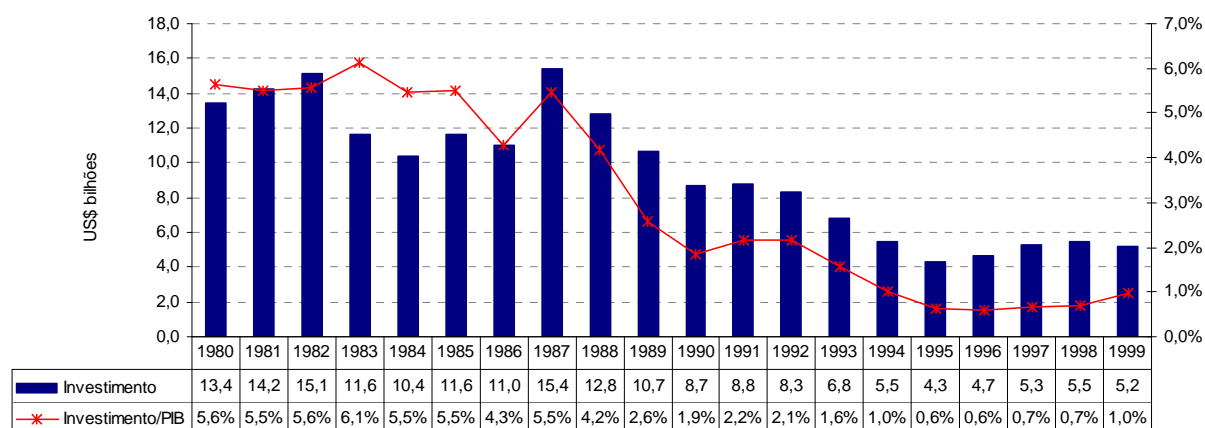
Período	Inventariado (A)	Estimado (B)	Total (C)	Capacidade instalada*	Energia firme** (D)	D/A	D/C
1980/85	66,5	40,1	106,6	37,1	22,2	33,5%	20,9%
1986/90	75,8	51,8	127,5	45,6	27,3	36,1%	21,4%
1991/92	77,2	51,8	129,0	47,7	28,6	37,1%	22,2%
1993/94	82,7	51,8	134,5	49,9	30,0	36,2%	22,3%
1995/99	92,9	50,5	143,4	59,0	35,4	38,1%	24,7%
2000/03	92,9	50,5	143,4	67,8	40,7	43,8%	28,4%

* Capacidade instalada no final do período ** Estimado em 60% da capacidade instalada
Fonte: MME, Elaboração própria

²⁵ O crescimento médio (geométrico) da potência instalada no período 1980-2003 foi de 3,99% a.a. (de 27,6 GW para 67,8 GW). Ver também, Gráfico 6.

Realizar o potencial hidráulico do país irá depender de investimentos substanciais nos próximos anos. Da mesma forma que nas demais infraestruturas, houve uma regressão da taxa de investimento no setor elétrico – bom *proxy* para a alocação de recursos em geração hídrica, que historicamente absorveu 70% dos investimentos do setor -, nas duas últimas décadas. De fato, a relação investimento/PIB contraiu de 5-6% em 1980-85, para 0,6-1,0% já na segunda metade da década seguinte, ou seja caiu de 80-90% em não mais do que 10 anos (Gráfico 5).

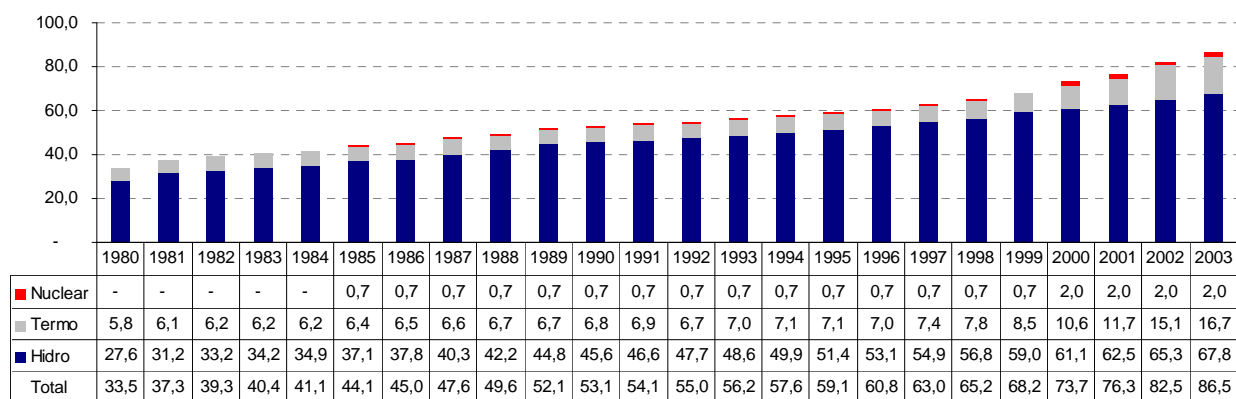
Gráfico 5: Investimento no Setor Elétrico Brasileiro 1980-1999, em US\$ bilhões e % do PIB



Fonte: Eletrobrás (investimento), Ipeadata (PIB)

Como consequência do baixo nível de investimento, a geração hidráulica, historicamente responsável por cerca de 80% da capacidade instalada, cresceu 5,53% a.a. em 1980-89 e 2,90% a.a em 1990-99 (Gráfico 6). No período mais recente (2000/03) houve uma retomada parcial (expansão de 3,53% a.a.). As decisões de investimento tomadas principalmente por autoprodutores após aprovação da Lei das Concessões, e com a (re)modelagem do setor empreendida na segunda metade da década, bem como pelas geradoras do governo (em parte associadas a empresas privadas), explicam o ganho – ainda que pequeno - do início da década.

Gráfico 6: Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica 1980-2003, em GW



Fonte: MME – Balanço Energético Nacional 2004

Tanto o processo de privatização do setor elétrico como a estruturação de um novo modelo a partir de 2003, foram em parte motivadas pela necessidade de retomar o investimento no setor. No entanto, os obstáculos são ainda significativos, inclusive pelo fato do setor gerador permanecer em grande medida (cerca de 80%) nas mãos do Estado, e não apenas pelas limitações fiscais (ver seção 1, acima) como pelas assimetrias de mercado que este fato confere. De qualquer forma, ainda não está claro com que intensidade os investidores irão responder ao novo quadro.

Pode-se argumentar que há dois elementos centrais no processo decisório dos atores potencialmente interessados em produzir energia: a natureza do regime regulatório; e os retornos da atividade, tanto em termos financeiros quanto de mitigação de risco (especificamente no caso dos autoprodutores).

O entorno microeconômico do investimento é, na maioria das vezes, determinante na decisão de investir. Como já mencionado, a segurança jurídica dos contratos, a credibilidade das instituições, a estabilidade das regras e a previsibilidade das decisões conformam, em grande medida, o ambiente de negócios, e sua influência sobre os investidores não deve ser subestimada. De modo geral, mais importante que o conteúdo em si das normas e regulações, é sua estabilidade (dentro, obviamente, de certos limites). Igualmente centrais são a integridade das instituições reguladoras e o grau de discricionariedade do processo decisório, que em tese deve ser previsível, e não sujeito à discricionariedade, seja de indivíduos ou governo. Nesta perspectiva, os seguintes aspectos necessitam ser considerados:

Primeiro, o elevado grau de centralização das decisões no MME e a limitada participação dos atores privados na institucionalidade setorial. Vale sublinhar que o investidor necessita de sólidas garantias jurídicas emanadas da Lei, ainda que mesmo uma lei considerada eficaz (a exemplo da Lei das Concessões) não impede quebra unilateral dos contratos (como observado repetidamente no país). Uma legislação sujeita a excesso de regulação pelo Executivo possibilita comportamento ainda mais discricionário pelos governos, aumentando a percepção de risco dos investidores, e a demanda de retornos mais elevados para compensá-la. O diálogo MME-investidores parece ter aumentado o grau de conforto pelo menos no curto e médio prazo, mas ainda é prematuro para saber se essa percepção se consolidará.

Segundo, poder-se-ia argumentar que o papel da ANEEL no novo quadro foi reduzido na exata medida da expansão das atribuições do MME, inclusive pela retomada do processo de planejamento setorial. Talvez a mudança mais evidente é que a ANEEL deixa de ser o poder concedente (alterando a Lei 9.427 de 1996). Ao mesmo tempo, os demais poderes da ANEEL são reafirmados, inclusive gerir e fiscalizar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica, bem como de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e aprovar as regras e os procedimentos de comercialização, dentre outras atribuições. Neste sentido, a Lei confere maior estabilidade regulatória. Assim, o aumento da oferta de energia irá depender, dos seguintes fatores, entre outros:

- *O PPA e o risco de crédito das distribuidoras.* Geradores que forem transacionar no ambiente de contratação regulado (ACR) vendem sua energia a um *pool* de distribuidoras. Os investidores em nova geração – uma vez ganha a licitação – terão um conjunto de PPAs como garantia de pagamento da energia produzida, com base em contratos de suprimento de 15 a 35 anos (com início de entrega no 3º ou 5º ano, como visto). Cada PPA será um contrato bilateral entre gerador e distribuidor, proporcional à demanda da distribuidora²⁶. Desta forma, a qualidade de cada PPA irá depender, em princípio, do risco de crédito de cada distribuidora, que é bastante variável. Neste sentido, a qualidade das garantias dos distribuidores será determinante para o incentivo ao investimento em nova geração, seus retornos e custo dos recursos²⁷.
- *A disponibilidade de financiamento.* A disponibilidade e o custo do financiamento de longo prazo são determinantes do nível de retorno (sobre o *equity*) dos investidores. Dadas as limitações dos mercados de capitais no país, em particular para projetos *greenfield* com retornos de longo prazo, é essencial que o BNDES tenha papel ativo no financiamento. Contudo, as condições específicas dependem não apenas do tomador, mas *inter alia*, da percepção do risco do gerador no que diz respeito às garantias das distribuidoras, e portanto o custo do financiamento.
- *O risco ambiental.* Junto com a questão de financiamento, as restrições ambientais são as que potencialmente poderão dificultar a resposta dos investidores. O novo modelo inovou neste aspecto, pois compete à EPE “obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE” (Lei 10.847, art. 4º, VI). Ainda que esse procedimento seja um avanço, vindo com toda a probabilidade diminuir atrasos recorrentes em projetos dessa natureza, além dos órgãos federal e estadual de meio ambiente, também a promotoria pública tem poder de embargar obras, e não está claro se a EPE irá negociar com a procuradoria do meio ambiente para minimizar os tempos mortos de natureza ambiental, uma vez o projeto licitado e contratado. De qualquer forma, desde meados de 2004, o governo vem ampliando os esforços no sentido de liberar os licenciamentos ambientais. Vale notar que entre setembro de 2004 e abril de 2005, três grandes usinas ganharam o aval do Ibama: Foz do Chapecó (RS-SC), Barra Grande (RS-SC) e Estreito (TO-MA), totalizando 2,64 GW.

²⁶ Estes contratos bilaterais são denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Excetuam-se desta modalidade contratual as licitações de ajuste.

²⁷ Na medida da precariedade financeira de número considerável de distribuidoras, muitas saídas recentemente de processos de reestruturação, a disponibilidade de garantias de qualidade pode ser limitada, fazendo com que o governo tenha de oferecer outros arranjos de forma a mitigar o risco das geradoras.

- *O nível de retorno.* A decisão de investir será tomada em última análise por uma avaliação da equação risco-retorno, sendo que tanto o retorno quanto o risco dependem não apenas das condições objetivas do projeto, mas da natureza do investidor, de sua capacidade de acessar recursos, e da percepção da qualidade do ambiente de negócios. É evidente que uma regulamentação que dê conforto ao investidor irá propiciar um ambiente favorável ao investimento. Por outro lado, *ex-ante* é extremamente difícil estabelecer os níveis de retorno que os investidores estariam vendo em projetos de geração, principalmente numa conjuntura de excesso de capacidade e incerteza quanto à trajetória futura da demanda, ainda que as contratações sejam para entrega em 3 ou 5 anos. Assim, além da incerteza regulatórias, há um desincentivo adicional a novos investimentos no setor de energia elétrica, que diz respeito aos preços conjunturalmente baixos da energia, *do ponto de vista do produtor*. No caso do autoprodutor, especificamente, há ainda a cunha resultante dos encargos incorporados às tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD), a menos do Conta de Consumo de Combustível (CCC) relativo aos sistemas isolados e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que faz os investimentos em geração menos atraentes. Nos próximos anos, este agente será possivelmente (com as estatais) o impulsionador da oferta. A reforma no sistema de encargos é conseqüentemente essencial para garantir a expansão do sistema.

Ao mesmo tempo, a expansão do sistema de geração deverá levar a uma elevação dos preços da energia, uma vez que os investimentos necessários para a construção de novas usinas tendem a ser maiores ao longo do tempo. Isso ocorre principalmente por dois fatores: as exigências por parte das autoridades ambientais têm se tornado cada vez maiores, onerando os novos investimentos; e os aproveitamentos ainda não explorados encontram-se distantes dos grandes centros de carga, o que gera a necessidade de construção de novas e extensas linhas de transmissão. Ainda assim, e com toda a probabilidade, os sistemas hídricos permanecerão dominantes em termos de economicidade global (frente a alternativas fósseis) e capacidade de resposta aos requisitos energéticos do país nos próximos anos.

Pode-se argumentar que na margem o governo vem direcionando (corretamente, na visão deste trabalho) os investimentos em geração para a base hídrica, levando inclusive em consideração a escassez e o custo dos combustíveis fósseis (principalmente o gás). A evolução dos chamados Valores Normativos (VNs), documentada no Quadro 10 abaixo, seria um indicador da ênfase relativa pós racionamento – em que os VNs da energia “competitiva” (hídrica) de novo se aproximaram do valor das VNs das térmicas a gás. Ao mesmo tempo, o quadro sugere a distância na economicidade entre as chamadas energias alternativas e a hidroeletricidade (inclusive as PCHs), o que reforça a ênfase aqui adotada da importância desta última nos próximos anos como principal objeto de investimento para alterar a matriz energética do país.

**Quadro 10: Valores Normativos médios por fonte de energia
1999-2005, em R\$/MWh**

	1999	2001	2005*
Competitiva (Hídrica)	57,2	72,35	123,10
Termelétrica Gás Natural > 350 MW	48,5	91,06	116,85
Termelétrica Gás Natural <= 350 MW	48,5	106,4	136,53
Termelétrica Carvão	52,3	74,86	119,98
Termelétrica Biomassa	80,8	89,86	152,89
Usina Eólica	66,5	112,21	179,57
Usina Solar Foto-Voltaica	237,5	264,12	422,67
PCH	71,3	79,29	134,88

Fonte: ANEEL (1999-2001), Tradener (2005)

(*) média de janeiro a abril de 2005

Além da ênfase no aumento da oferta de hidroeletricidade, a outra diretriz de política que aqui se considera fundamental para garantir a sustentabilidade energética do país a partir de recursos renováveis é estimular a produção e uso de combustíveis com base na biomassa (biocombustíveis), discutidos a seguir.

Biomassa e fontes alternativas de energia

O governo tem procurado estimular o desenvolvimento e utilização de fontes não tradicionais de energia elétrica por meio de programas como o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e o programa de geração eólica, que estabelecem preços e condições diferenciados para a comercialização da energia elétrica proveniente destas fontes²⁸. Apesar dos incentivos previstos nos programas, essas usinas ainda não foram consideradas nas projeções de oferta do ONS por apresentarem impedimentos para entrada em operação – licença ambiental não obtida, obras não iniciadas ou contrato de combustível indefinido. De qualquer forma é pouco provável que os empreendimentos enquadrados no Proinfa e no programa de energia eólica acrescentem os 8,4 GW esperados à capacidade total do sistema interligado nacional de eletrificação (SIN) até 2008²⁹. Se a contribuição energética dos não tradicionais ainda está por se firmar, no caso dos biocombustíveis, é extremamente significativa.

²⁸ O Proinfa foi instituído pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos (PIAs), concebidos com base em fontes eólica, PCHs e biomassa no Sistema Interligado Nacional, além de reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Kioto. Os empreendimentos enquadrados no programa são custeados por intermédio de um encargo da tarifa de fornecimento de energia elétrica, administrado pela Eletrobrás, que celebra contratos de compra de energia com os PIA. Foram selecionados para o Proinfa projetos que totalizam 3.300 MWs, divididos igualmente em biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas – PCHs.

²⁹ A potência instalada do SIN estimada para 2004 era de 80,8 GW, considerando a parcela brasileira de Itaipu. Acrescentando a parcela de energia importada da Argentina e as compras da parcela paraguaia de Itaipu, tem-se 88,9 GW. Fonte: ONS, Planejamento anual da operação energética, ano 2004 – 2ª revisão quadrimestral.

O uso da biomassa na matriz energética brasileira se dá basicamente em dois planos: enquanto insumo na produção de termoeletricidade e de energia industrial (no caso do carvão vegetal), e de forma crescentemente relevante, enquanto combustível veicular alternativo. Há uma percepção que este último é possivelmente o que poderá ter maior impacto sobre a matriz energética, pela potencialidade do país na produção de etanol³⁰ e biodiesel, enquanto substituto da gasolina e do óleo diesel, respectivamente.

De fato, o Brasil parece deter fortíssimas vantagens comparativas na produção de biocombustíveis, seja pela disponibilidade de recursos naturais (terra, insolação, água), seja pela acumulação de competências comerciais e tecnológicas na produção dos insumos e sua transformação, tanto no âmbito das unidades de produção, quanto nas universidades/institutos de pesquisa públicos e privados. Neste sentido, o país – que já conta com uma base substancial de produção de etanol, sendo o maior produtor e de menor custo mundial de cana-de-açúcar, e com uma capacidade significativa de transformação – pode se tornar em poucos anos um supridor de biocombustíveis (e de serviços associados) com papel crítico nos mercados da OECD e China. A demanda deste e outros países dependentes da importação de petróleo por combustíveis alternativos se encontra em expansão acelerada, projetando-se que a utilização veicular do etanol se expanda de cerca de 2% para 30% em 2020³¹. Em síntese, a tendência é não apenas o etanol se tornar um produto dinâmico nos mercados mundiais (com comércio se expandindo a taxas superiores a 10% nos próximos anos, como ter no país um papel crescente na matriz energética.

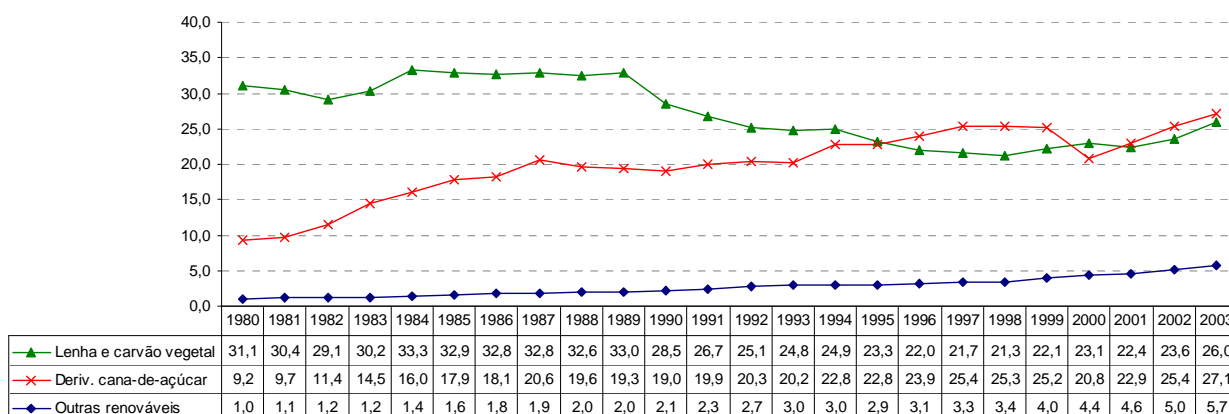
O país construiu nas três últimas décadas uma plataforma de classe mundial na cadeia da cana-de-açúcar. A oferta interna de energia proveniente de seus derivados, de acordo com o Gráfico 7, cresceu 4,8% a.a. entre 1980-2003, influenciado pela elevada expansão na década de 1980 (8,6% a.a.), e arrefecendo no período seguinte (2,8% a.a. entre 1990-2003). Em 2003, a contribuição dos derivados de cana-de-açúcar na oferta interna de energia foi de 13,4%, representando 30,6% da energia renovável do país no ano, e centrado na produção de etanol, e sua substituição à gasolina (ou sua adição,

³⁰ Etanol é o álcool etílico, um derivado do etano, composto por dois átomos de carbono, cinco de hidrogênio e um íon OH (C_2H_5OH). Subdivide-se em (i) *álcool etílico anidro carburante*, comumente chamado de álcool anidro, utilizado em mistura com a gasolina; e (ii) *álcool etílico hidratado carburante*, ou álcool hidratado, utilizado no Brasil como combustível em motores e também para fins industriais. A quantidade de água encontrada no álcool anidro deve ser ínfima, daí seu nome (anidro = sem água), diferente do álcool hidratado, que contém pequeno percentual de água.

³¹ Estimativas da Agência Internacional de Energia sugerem que apenas o etanol derivado da cana-de-açúcar supra 10% da demanda global de combustíveis de transporte em 2020. Ver International Energy Agency, “Biofuels for Transport: An International Perspective,” (apresentação de Teresa Malyshev na International Conference for Renewable Energies, Bonn, 3 de junho de 2004). A preocupação com o desenvolvimento de combustíveis renováveis está presente em diversos países. Nos EUA, por exemplo, o governo paga um subsídio de US\$ 0,55 o galão pela produção de etanol como parte de um esforço para reduzir a dependência do petróleo do Oriente Médio (as reservas comprovadas dos EUA correspondem a 2,7% do total mundial, enquanto seu consumo de petróleo representa cerca de 25,1% do mundial), o que equivale a US\$ 1,38 por *bushel* de milho, quando esta quantidade se comercializa a cerca de US\$ 2. Neste caso, haveria um subsídio de cerca de 70% do preço de mercado. Ao mesmo tempo, o álcool hidratado ou combustível exportado do Brasil é taxado em US\$ 0,54 o galão nos EUA. Ver Valor, 13/04/05, A13, 14/04/05, B11 e 13/07/2004, B8.

no caso do álcool anidro). A ampliação da participação dos derivados de cana na matriz irá depender – além da continuidade da determinação legal que toda a gasolina contenha de 20-24% de álcool anidro – fundamentalmente dos sinais de preços que produtores e consumidores de álcool hidratado (combustível) venham a receber nos próximos anos.

Gráfico 7: Evolução da Oferta Interna de Energia – Recursos Renováveis, (exceto hidráulica e eletricidade) 1980-2003, em milhões de tep



Fonte: MME

As perspectivas traçadas pela AIE (além da UNCTAD, entre outras agências) apontam, como visto, para um mercado extremamente dinâmico para o etanol, e com toda a probabilidade, preços em ascensão (ou pelo menos firmes), nos próximos anos. A condenação pela OMC da política de subsídios ao açúcar da União Européia, deverá reforçar esta tendência, favorecendo diferentemente os produtores brasileiros, por estarem na fronteira da competitividade. Ao mesmo tempo, é improvável que o preço do petróleo volte a patamares inferiores a US\$ 25-30 (a menos de uma recessão mundial, causada por uma contração súbita da liquidez internacional), garantindo a competitividade do álcool combustível, num contexto de livre mercado e igualdade de acesso aos dois combustíveis pelos consumidores. Não sendo essas as condições imperantes no país, e dada a importância de se elevar progressivamente a participação do etanol na matriz (em contraposição à gasolina), não se deve prescindir de uma política ativa de preços, como se discutirá abaixo.

Além do etanol, o biodiesel é o outro biocombustível capaz, em potência, de contribuir para mudanças na matriz, neste caso a médio e longo prazo. Dadas as externalidades no uso do biodiesel, e os elevados custos de transação (coordenação) ao longo da cadeia, um impulso do governo se justifica, pelo menos nos primeiros anos. O Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) lançado em dezembro de 2004, visa organizar a cadeia produtiva, calcada em insumos como a mamona, dentre outros, e sua transformação em bases industriais, conjugada à autorização para adição de

2% de biodiesel ao diesel, o que em tese criaria um mercado de cerca de 800 milhões de litros/ano até 2007/08³².

Ainda é prematuro para se avaliar o impacto do Programa. Contudo sua eficácia estará condicionada tanto à rentabilidade das atividades de produção do insumo, sua transformação e distribuição aos consumidores, quanto à presença de agentes privados que tenham incentivo econômico para funcionarem como “integradores”, fornecendo financiamento, assistência técnica e garantindo a compra da produção da oleaginosa (mamona, dendê ou outra), principalmente se oriunda da agricultura familiar. A indústria de carnes (suína e de frango, principalmente), ou a fumageira, baseada nos pequenos “integrados”, ilustram a importância desses agentes para o desenvolvimento da cadeia, e podem servir de paradigma para garantir contribuição significativa do biodiesel na matriz energética em anos vindouros.

Relação de preços entre as fontes renováveis e não renováveis de energia

A natureza bastante distinta das diferentes fontes de energia impõe forte diferenciação na forma de se tratar a expansão da oferta, no caso dos renováveis, e o manejo da taxa de exploração e do nível de reservas, para os não renováveis, como já sugerido acima. O lado da demanda, contudo, comportaria uma abordagem unificada, pois o instrumento possivelmente mais eficaz para mudar o comportamento do consumidor é o vetor de preços relativos. Este deveria ser calibrado para racionalizar o uso de combustíveis fósseis, com o objetivo de manter e/ou expandir a relação reserva/ produção de petróleo e gás, e ao mesmo tempo ampliar a oferta de energias renováveis, estimulando a conservação e a segurança energética do país no longo prazo.

Uma inspeção preliminar na dinâmica dos preços de energia nos últimos anos sugeriria que o vetor de preços relativos estaria caminhando numa direção adequada. De fato, observa-se pelo Quadro 11 abaixo que os preços médios dos combustíveis não renováveis apresentam uma variação média anual superior aos renováveis. Enquanto a gasolina, por exemplo, aumentou 1,24% a.a. entre 1990-2003, o álcool sofreu um aumento de apenas 0,13% a.a. A mesma tendência se observa na relação entre o óleo combustível, que aumentou 2,94% a.a., e a eletricidade industrial, que sofreu uma redução de 1,1% a.a. Ademais, no caso específico do álcool combustível, o próprio mercado estaria dando uma resposta sob a forma de novas gerações de

³² De acordo com o MME, o marco regulatório do Programa inclui um regime tributário, “diferenciado por região de plantio, por oleaginosa e por categoria de produção (agro-negócio e agricultura familiar), isenta a cobrança de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e cria o Selo Combustível Social, que garante redução de 100% do PIS e da Cofins a produtores industriais que adquirirem, no Nordeste, no Norte e no Semi-Árido, mamona e dendê de agricultores familiares. Ao mesmo tempo, reduz em 68% o PIS/Cofins para os produtores industriais que adquirirem matéria-prima da agricultura familiar e em 32% para os que adquirirem matéria-prima de agricultura intensiva nas regiões Norte, Nordeste e Semi-Árido”.

motores bi-combustíveis ou “flexíveis”, cuja venda de veículos vêm se ampliando rapidamente³³.

**Quadro 11: Preços Médios Correntes de Fontes de Energia
1990-2003, em US\$ / bep**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Δ%a.a.
Petróleo Importado	23,2	20,4	18,8	16,3	15,5	16,9	20,3	18,8	11,7	16,8	29,9	26,1	24,7	30,6	2,13%
Petróleo Importado ⁽¹⁾	32,6	27,4	24,6	20,8	19,2	20,3	23,7	21,5	13,1	18,5	31,8	27,0	25,1	30,6	-0,50%
Óleo Diesel	46,5	36,9	52,3	57,8	91,2	63,9	58,9	60,4	57,7	46,6	58,9	55,4	58,1	78,1	4,07%
Óleo Combustível bpf	23,9	20,6	20,1	25,6	39,0	28,2	27,8	25,9	24,1	22,2	29,3	26,9	26,0	34,8	2,94%
Gasolina	104,5	79,5	88,6	94,1	144,9	103,1	110,1	124,3	133,7	117,8	148,8	126,9	106,4	122,6	1,24%
Álcool	121,9	92,6	108,0	115,3	181,9	129,4	140,8	165,5	174,7	103,7	151,0	122,5	99,0	124,0	0,13%
GLP	32,3	30,6	41,4	46,6	75,0	51,7	66,9	74,2	86,5	87,5	102,4	75,5	81,1	94,1	8,58%
Gás Natural Combustível	24,2	18,5	18,7	24,0	39,7	24,6	24,5	23,0	21,4	19,9	26,4	24,2	22,7	23,3	-0,30%
Eletricidade Industrial	93,2	71,3	80,5	85,2	143,8	97,3	102,7	103,3	100,6	74,2	83,0	75,3	70,6	80,7	-1,10%
Eletricidade Residencial	123,4	123,2	133,3	136,1	234,0	174,8	222,9	233,1	231,9	172,6	195,0	170,1	158,8	175,0	2,73%
Carvão Vapor	8,9	7,7	9,3	11,7	24,9	16,9	15,3	13,5	11,0	8,3	9,8	8,3	7,9	8,5	-0,37%
Carvão Vegetal	16,9	15,4	12,6	15,1	25,6	18,3	16,9	18,3	17,0	11,8	10,7	12,0	15,4	14,7	-1,05%
Lenha Nativa	10,6	8,6	8,0	7,2	13,3	13,8	15,6	14,3	13,3	11,4	9,8	9,3	6,6	7,7	-2,43%
Lenha de Reflorestamento	15,0	12,2	11,4	11,6	20,8	17,9	16,9	15,7	14,6	12,5	10,8	10,3	10,6	14,6	-0,20%

⁽¹⁾ Dólar corrente convertido a dólar constante de 2003 pelo IPC dos EUA

Δ%a.a. = variação percentual ao ano

Fonte: MME – Balanço Energético Nacional 2004

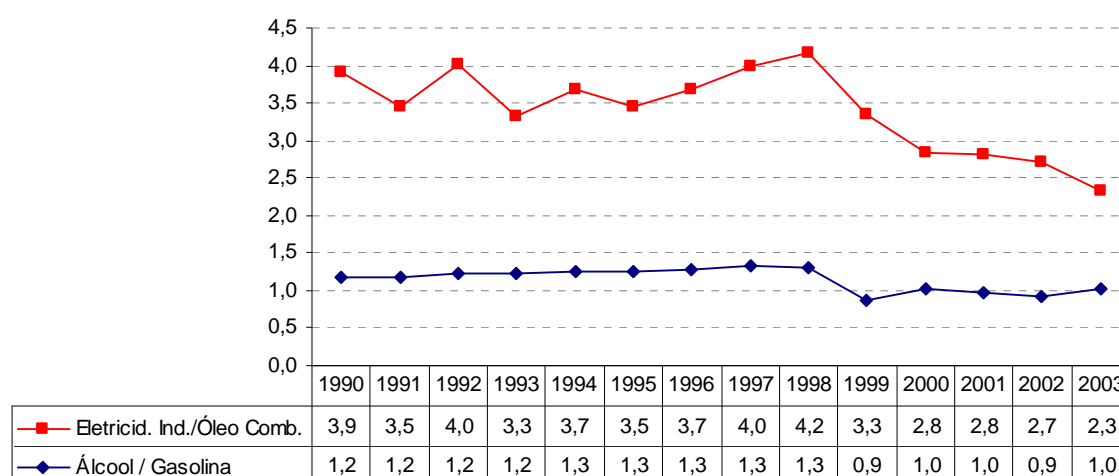
Entretanto, não há aparentemente uma política de precificação em prol dos recursos renováveis. Os principais direcionadores das oscilações dos preços têm sido a variação cambial e o preço do petróleo importado, sendo a trajetória dos preços fundamentalmente passiva e dependente dessas duas variáveis. O Gráfico 8 abaixo mostra a evolução das relações de preços entre as fontes de energia. Enquanto que a trajetória da relação eletricidade industrial / óleo combustível contraiu a uma média 3,9% a.a. entre 1990 e 2003 e álcool / gasolina manteve-se relativamente mais estável, sofrendo uma redução de 1,1% a.a. no período. Contudo, houve oscilações significativas no período, seja pela redução do preço do petróleo na década de 90, seja pela valorização cambial 1994-98, e os choques cambiais posteriores, o que sugere uma política aparentemente passiva de preços.

Na realidade, as políticas de governo e da Petrobrás, respectivamente para os renováveis – principalmente eletricidade – e os não renováveis, não são completamente passivas. No caso do governo, às tarifas de energia foi adicionado um volume significativo de encargos, enquanto que os preços da eletricidade industrial deverão se elevar em função de um realinhamento tarifário, processo que teve início em 2003 e se encerrará em 2007. O

³³ Em 2004, 25,9% dos carros vendidos foram equipados com motores flexíveis. De janeiro a março de 2005, a participação destes veículos aumentou para 34,6% do mercado, e possivelmente poderia ser mais elevada não fosse sua relativa escassez. Ver Valor, 27/04/05.

resultado é um aumento acentuado no custo da eletricidade nos próximos anos, energia – vale sublinhar – em 80% de origem hídrica. Já o preço (absoluto e relativo frente aos combustíveis competidores) da gasolina e dos demais derivados do petróleo atendem a uma política de amortecimento da volatilidade, e talvez mais importante, de preservação do mercado da Petrobrás. E todas as energias estão sujeitas a uma complexa estrutura tributária, não necessariamente voltada à sustentabilidade energética do país, mas a imperativos de ordem fiscal.

Gráfico 8: Relações de Preços entre as Fontes de Energia 1990-2003



Fonte: MME – Balanço Energético Nacional 2004

Em síntese, há uma política de preços para os energéticos, mas esta é fragmentada, com motivações diversas, e não parece estar voltada à conservação e segurança energética do país, o que na perspectiva deste trabalho seria prioritário. Foge ao escopo do trabalho fazer sugestões específicas para uma nova política, que poderia contudo envolver desde uma redução dos tributos e encargos incidentes sobre os renováveis – tanto na sua produção quanto no consumo -, até a “transferência” destes para os não renováveis, de forma a alterar substancialmente o vetor de relação de preços.

A formulação de uma política de preços ativa no sentido de impulsionar a mudança na matriz energética deveria estar na agenda do governo. A complexidade do tema não permite sugestões apressadas. Aqui se sugere, portanto, a formação de um grupo de trabalho sob o comando do MME, para estudar as formas mais eficazes de alterar a relação de preços dos combustíveis, de modo a tornar permanente o incentivo de mudança no padrão de consumo na direção dos renováveis. Seria mais um passo significativo para a mudança da matriz de energia do país, e assim caminhar para um maior grau de segurança energética no futuro.

IV. Transportes

Possivelmente mais do que qualquer outro setor de infraestrutura, há uma forte percepção que o país enfrenta uma crise no transporte de cargas, seja pelo desequilíbrio e baixa integração dos modais, a má qualidade e insuficiência do sistema rodoviário, a dificuldade de acesso aos portos, e o modelo de gestão desatualizado – e muitas vezes politizado - destes últimos. O resultado são os *elevados custos de logística no país*, estimados pela Coppead em cerca de 16% do PIB, quando comparados a uma média de 11-12% na Europa, e 9,8% nos EUA, países que tem na logística um fator de suporte à sua competitividade, e que reduziram de forma significativa estes custos nos últimos anos³⁴. A ineficiência do sistema levaria a uma perda econômica estimada em cerca de US\$ 40-60 bilhões ao país anualmente³⁵. Há um conjunto de fatores que explicam a ineficiência associada ao sistema de movimentação de cargas no país.

Primeiro, a matriz de transportes no país chama atenção por uma aparente distorção na repartição modal das cargas. A dimensão do país, sua geoeconomia – com ênfase crescente na integração de um interior relativamente longínquo produtor de *commodities*, e outros bens de grande volume e peso dos complexos agro e mineral com os mercados internacionais -, a extensão limitada das redes ferroviária e hidroviária (28.604 km e 28.000 km, respectivamente, com 15.000 km adicionais de vias navegáveis interiores aproveitáveis), além do potencial da navegação por cabotagem, sugere uma ênfase maior nos modais apropriados a transportes de elevados volumes por longas distâncias. Nesta perspectiva, ainda que haja necessidade de crescimento e melhoria na qualidade de todos os modais³⁶ – afetados por restrições de recursos, políticas por vezes falhas e obstáculos regulatórios – a elevada participação do modal rodoviário, em contraposição aos demais modos de transporte³⁷, seria evidência *prima facie* de ineficiência na movimentação das cargas (Quadro 12).

³⁴ Os gastos dos EUA eram cerca de 16% ao final da década de 80, de acordo com o Prof. Paulo Fleury (Valor, 30/06/04, G1). De acordo com Gianfranco Sgro, da TNT Logistics, operadora com sede na Holanda, a participação nos custos da logística nos preços das mercadorias caiu 50% em média mundialmente. “Há 10 anos, 20% do custo de um produto era composto pelo gasto com a logística; hoje é menos do que 10%” e função e função dos esforços de racionalização e usos de novos processos. Ver Valor, 06/04/05, p. B6.

³⁵ Apenas a título de ilustração, em termos de produção agrícola de grãos – soja, milho, arroz, trigo e feijão -, o IBGE estima que na pós colheita, problemas com transporte, armazenagem e logística de modo geral tenham ocasionado um desperdício de 53,5 milhões de toneladas (MT) ou 8,7% do total produzido nos país em 1997-2003, praticamente duas vezes mais as perdas provocadas por clima adverso, pragas e doenças na pré-colheita (28 MT ou 4,7% do produzido). Ver O Globo, 16/03/05, p. 23. Já o sistema portuário leva a perdas estimadas em US\$ 1,2 bilhão pela Assoc. Bras. de Terminais Portuários (ABTP), apenas em termos de “demurrage” (sobreestadia). Ver Valor, 25/06/04, p. B4.

³⁶ A malha rodoviária brasileira, por exemplo, soma 1,744 milhões de km, dos quais apenas 9,4% (164,3 mil km) pavimentadas. Destas, 55,9 mil km são rodovias federais, 91,4 mil km estaduais e 17,0 mil km municipais. Das rodovias federais pavimentadas, apenas 28,3% estão em condições de trafegabilidade consideradas boas, e o restante regular (30,9%) e ruim (40,8%), de acordo com o DNIT do Ministério dos Transportes.

³⁷ A participação do modal rodoviário em outros países continentais é substancialmente menor: na Rússia, é de 8%; na China, 19%; EUA, 32%; Canadá, 43%; e na Austrália, 53%. Ver CIA Factbook 2003.

Quadro 12: Brasil – Matriz de Transportes 2003

Natureza do Modal	Volume transportado*	
Rodoviário	485	62,6
Ferroviário	182	23,5
Aquaviário	108	13,9
Total	775	100,0

Fontes: Ministério dos Transportes, ANTT, ANTAQ

(*)em bilhões de TKU (toneladas-quilômetro-útil) e % sobre o total; exclui os modais dutoviários e aéreos.

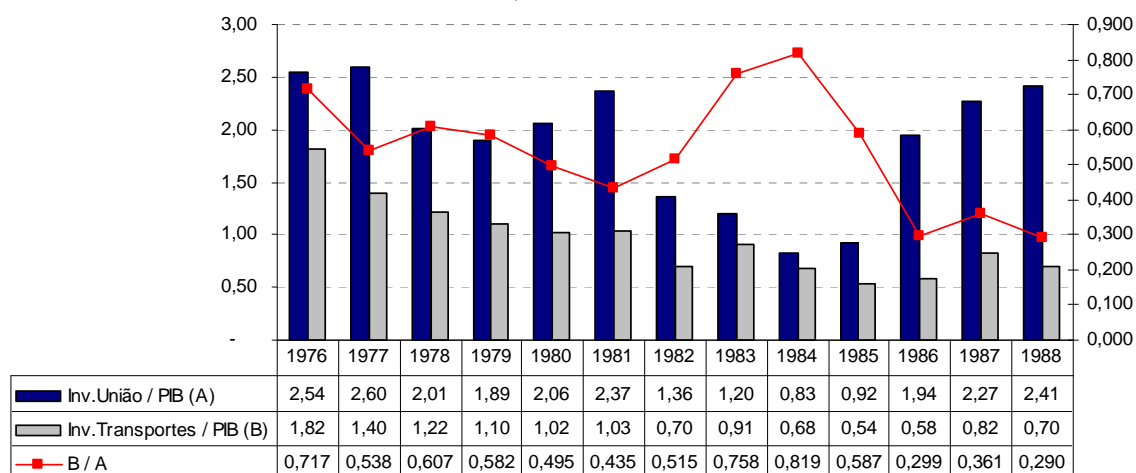
Segundo, o grau de integração entre os modais ainda é baixo. Historicamente as agências e empresas de governo encarregadas de ampliar e manter as diferentes malhas e pontos de transbordo/escoamento tinham seus próprios objetivos e restrições, e não eram submetidas a uma lógica maior da intermodalidade. A privatização, por sua vez, ainda que tenha levado a avanços significativos, principalmente nos segmentos ferroviários e dos terminais portuários, também não foi ordenada pela articulação dos modais, e menos ainda, pela eficiência logística do sistema. Pelo contrário, a fragmentação na estrutura da propriedade das operadoras ferroviárias, os parques investimentos do governo na extensão das malhas, a natureza limitada das concessões rodoviárias e o caráter estatal das administrações dos portos, conjugado ao vácuo regulatório (e de política) nos pontos de conexão dos diferentes sistemas (a exemplo da articulação ferrovia-portos), dificultam os esforços dos operadores de criar uma rede sem solução de continuidade.

Terceiro, apesar da necessidade de reequilibrar os modais e integrá-los, o subinvestimento no setor de transportes nos últimos 15 anos fez com que o país regredisse à necessidade de concentrar os esforços em investimentos de “primeira geração”, isto é, de conservação, recuperação e restauração nas rodovias; em ações de dragagem, derrocagem e acesso aos portos; na eliminação dos conflitos urbanos e melhoria de pontos críticos de modo a aumentar o grau de segurança e velocidade média das ferrovias; e, para as hidrovias, na sinalização dos rios e outros investimentos pontuais, inclusive construção de terminais hidroviários na Amazônia.

Os gráficos 9 e 10 descrevem a dinâmica investimento/PIB em dois subperíodos: 1976-1998 e 1999-2004, para a União e especificamente no setor de transportes. A queda dos investimentos em transportes foi direcionada não apenas pela redução da participação dos investimentos da União no PIB, como já visto acima, mas pela perda de participação dos investimentos em transportes nos investimentos totais da União. Se na segunda metade da década de 70 esta relação era superior a 50%, duas décadas depois se situava no intervalo de 15-30%. Se tomarmos os dois extremos da série (1976 e 2004) nota-se que enquanto os investimentos da União se reduziram de 2,54% para 0,62% do PIB, os investimentos em transportes caíram de 1,82% para 0,11%, de modo que a relação entre os investimentos em transportes e a totalidade dos investimentos que era de 72,8% em 1976 chega em 2004 a 17,7%. *Vale sublinhar que há 15 anos o*

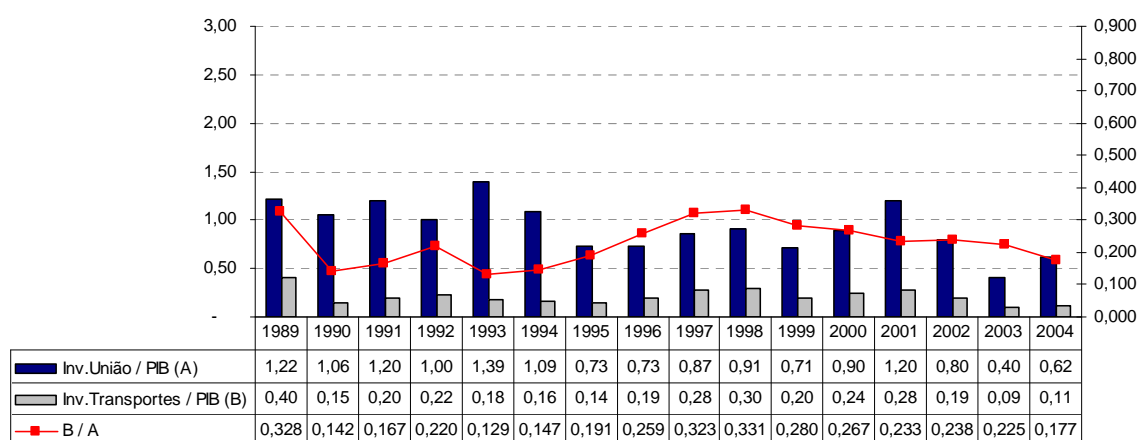
país observa níveis extremamente baixos de investimentos em transportes – oscilando entre um nadir de 0,09% e 0,28% no período 1990-2004, o que explica em particular a deterioração da malha viária, o modal que historicamente absorve a maior parte dos recursos³⁸.

Gráfico 9: Evolução dos Investimentos Totais da União e em Transportes 1976-1988, em % do PIB



Fontes: R. Velloso, op.cit.; Ministério dos Transportes; Banco Central.

Gráfico 10: Evolução dos Investimentos Totais da União e em Transportes 1989-2004, em % do PIB



Fontes: ver Gráfico 9.

Os elevados custos de logística do país são portanto resultado de um processo multifacetado, mas que se remete em última instância tanto à crise fiscal do Estado, à baixa prioridade na alocação dos investimentos públicos (pelo menos até recentemente), como e principalmente, à *ausência de uma política* que reflita uma visão integrada do setor, e um entendimento de que às limitações do investimento público correspondem à necessidade de se

³⁸ Na realidade, os investimentos sob a forma de despesas de construção, adequação, manutenção, modernização, dragagem e outras são ainda menores. Em 2004, o orçamento “realizado” do Ministério dos Transportes foi de R\$ 1.935.088 milhões, ou 0,11% do PIB, enquanto que a execução orçamentária de 2004 (de acordo com estudo do Conselho Temático de Infra-Estrutura da CNI) revela investimentos de capital liquidados de apenas R\$ 1.623.000 milhões (ou 0,092% do PIB), dos quais 85,9% em rodovias, 4,6% em ferrovias, 4,8% em hidrovias e 4,7% em portos.

mobilizar o investimento privado. Mais grave ainda, tanto este governo como os que o precederam têm sido incapazes de apontar para um horizonte, objetivos e metas concretas de redução dos custos de logística no país, no contexto de reformas e investimentos de 2ª geração.

Aqui se sugere como ponto de partida para a redução destes custos e superação dos maiores gargalos, a definição de uma nova política de transportes, cuja dimensão temporal pode ser assim sintetizada.

No *curto prazo* – 1 a 3 anos – o objetivo seria *dar maior fluidez aos corredores de exportação*³⁹. Para tanto seria necessária a efetiva implementação de um programa mínimo de investimentos de primeira geração com foco na melhoria de vias críticas, nos contornos metropolitanos mais essenciais pelo critério de impacto econômico, no desgargalamento dos acessos aos portos e na continuidade das ações de melhoria dos índices de eficiência portuária (a exemplo de dragagem dos canais de acesso), como em mudanças de política em áreas chave, a exemplo de portos.

Na alocação dos investimentos públicos, o governo de fato está, de modo geral, voltado para a melhoria dos atuais corredores. O Ministério dos Transportes estima que 30-40% dos investimentos em 2005 – em termos de recuperação da malha rodoviária, e melhoria das condições físicas e operacionais dos portos - serão em rotas que afetam as regiões produtoras de grãos, como Mato Grosso, Bahia, Maranhão e Tocantins. Parte considerável dos demais recursos estariam voltados à integração litorânea (principalmente por meio da BR-101 Sul e Nordeste), e à superação de gargalos que reduzem os tempos na movimentação de grandes volumes de carga direcionados aos maiores portos, a exemplo da transposição da área urbana de Belo Horizonte (facilitando o acesso tanto aos portos de Vitória quanto do Rio de Janeiro, incluindo Sepetiba), do Ferroanel de S. Paulo (acesso a Santos, Sepetiba e Rio de Janeiro) e do Arco Rodoviário do Rio de Janeiro (acesso a Sepetiba).

No caso das rodovias, estão em andamento desde 2002 programas de recuperação, restauração, melhorias operacionais e de segurança, e conservação um total de cerca de 30.000 km de rodovias federais, sendo 11.155 km em 2002/04 (e 5.131 km em 2005) por meio do Crema – cujo foco é recuperação estrutural e posterior manutenção - e 10.663 km em 2002/2004 (e um adicional de 3.073 km em 2005) no Creminha – com ênfase na conservação⁴⁰. Vale notar que estes programas, mesmo representando um avanço (principalmente no caso do Crema) - por serem contratos de longa duração (até 5 anos), a preços globais, e cuja avaliação é medida por desempenho -, e ainda que implementados na sua totalidade, serão incapazes de reverter o grau de deterioração alcançado pela malha rodoviária

³⁹ Vale registrar que um levantamento junto aos 100 maiores exportadores do país (“Pesquisa Logística e Comércio Internacional,” CEL/Coppead, 2004), revelou que a infraestrutura logística era o maior gargalo para o crescimento das exportações em 48 casos. Ver *O Globo*, 22/10/04, p. 6.

⁴⁰ Ver Ministério do Transportes, Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (DNIT), “Palestra sobre Investimentos em Infraestrutura de Transportes,” apresentação de Hideraldo Luiz Caron (Diretor de Infraestrutura Terrestre) ao Coinfra/CNI, Brasília, 12/04/2005.

(Quadro 13). De qualquer forma, sua ênfase no aumento da fluidez na movimentação de cargas oriundas de regiões produtoras de bens agrícolas principalmente é altamente positiva. É fundamental contudo que estes programas tenham continuidade de modo a que no período de 2-3 anos, a malha esteja em grande medida recuperada (sob a hipótese que os programas serão integralmente executados em 2005, e não sofrerão solução de continuidade nos anos seguintes, avançando a um ritmo de pelo menos 15% da malha correspondente ao ano).

Quadro 13: Condição da Malha Rodoviária Federal e Abrangência dos Programas de Recuperação e Restauração, e Conservação*

Estado da Malha	Estado da Malha		Extensão (em km) dos Programas	Cobertura
	%	Km		
Mau ou Precário	46,4	26.448	16,286 - Crema (5.131 em 2005)	61,58 % (19,4 % em 2005)
Regular	35,4	20.178	13,736 - Creminha (3.073 em 2005)	68,07% (15,23% em 2005)
Bom	18,2	10.374	–	–
Total	100,0	57.000	33.022 (8.204 em 2005)	57,93% (14,39% em 2005)

Fonte: DNIT, Sistema de Gerência de Pavimentos; e cálculos próprios. (*) Tem-se por premissa que o Crema é direcionado basicamente ao segmento da malha mais deteriorado, enquanto que o Creminha o é para a malha em estado regular.

Outras intervenções também sugerem uma prioridade para os corredores e integração litorânea, vetores que podem ser entendidos como complementares. O chamado “Projeto Piloto” com recursos de R\$ 2,6 bilhões oriundos (conceitualmente) do superávit primário e acertados após um entendimento com o FMI, seria voltado em grande medida para o movimento de granéis e cargas agrícolas, e escoamento das exportações, e incluem não apenas trabalhos de restauração/conservação, como a duplicação tanto do Corredor Mercosul (BR-101 entre Palhoça/SC e Osório/RS) como do Corredor Nordeste (trecho da BR-101 que liga Palmares/PE a Natal/RN), e de pontos críticos da BR-381 (BH-Gov. Valadares), além da construção das BRs 230/PA, 317/AC/AM, 156/AP, 364/MT e o Arco Rodoviário do Rio de Janeiro, e pontes internacionais em Roraima, Acre e Amapá.

Ainda que a lógica do Programa de Concessões de Rodovias Federais não se prenda à estruturação de grandes corredores de exportação, mas à densidade do fluxo de veículos, este programa na realidade é fundamental para dar suporte aos esforços de melhoria da infraestrutura de transportes. Não apenas pelo seu impacto direto – na medida que muitas das vias concessionadas ou funcionam elas próprias como corredores (a exemplo da via Dutra no sentido S. Paulo-portos do Rio de Janeiro ou da BR-040, no sentido BH-Rio) ou reduzem a carga de corredores, mas e principalmente por liberar recursos para o governo investir em áreas prioritárias que não comandam o interesse privado, pelo menos no curto prazo⁴¹.

⁴¹ Nos 25 anos de concessão da segunda etapa do Programa de Concessões, discutido a seguir, o governo prevê investimentos da ordem de R\$ 13 bilhões. Ver entrevista com Paulo Sérgio de Oliveira

A primeira etapa do Programa de Concessões foi lançado há quase uma década (1996) e envolveu apenas 1.491 km e 4 estados (RS, SP, RJ e MG), enquanto que as concessões estaduais perfizeram 8.283 km e 6 estados (sendo SP, Paraná e RS responsáveis por 94% do total)⁴². No segundo semestre de 2005, o governo pretende licitar oito lotes de rodovias federais somando 3.039 km, sendo que praticamente todos podem ser entendidos como trechos importantes para o escoamento da produção, a exemplo daqueles que ligam BH, SP, Curitiba e Florianópolis, e Curitiba com a divisa SC/RS, e que somam 1.759 km, e os trechos que interligam Vitória à cidade do Rio e à divisa com a BA, com 779 km. Em síntese, no que diz respeito às ações de curto prazo dirigidas ao modal rodoviário, estas se conformam com a prioridade que se supõe faça mais sentido para o país: a melhoria dos fluxos nos principais corredores de exportação.

A contribuição das ferrovias à matriz de transportes (182 bilhões de TKU ou 20,7% do total em 2003) está centrada em cerca de 91% no deslocamento de grandes volumes oriundos das regiões produtoras de bens agro-minerais diretamente aos portos ou às plataformas de transformação. De acordo com a ANTT, das 345 milhões de toneladas (MT) transportadas em 2003, o complexo minero-metalúrgico foi responsável por 73,3% ou 252,7 MT, o agronegócio por 13,9% ou 48,1 MT, combustíveis por 2,2% ou 7,7 MT, cimento e construção civil 1,68% 5,8 MT, e outras mercadorias por cerca de 31 MT. Apesar do tamanho limitado da malha (28.604 km, comparados com cerca de 38.000 km de linhas em operação em 1958) e das restrições ao investimento de governo pós-privatização na sua ampliação, a produção das ferrovias (em TKU) aumentou a uma média de 5,1% a.a. entre 1996 e 2003⁴³, com base fundamentalmente nos ganhos de produtividade e nos investimentos em material rodante e recuperação da via permanente.

De fato, os investimentos públicos na ampliação da rede após a privatização têm sido marginais⁴⁴. É possível que a aparente prioridade que o governo acena para a ferrovia Transnordestina e Norte-Sul, não se justifique, pelo menos nos próximos 2-3 anos e na perspectiva aqui adotada⁴⁵, em contraposição à eliminação de conflitos urbanos – como a transposição de Belo Horizonte e o contorno ferroviário S. Félix-Cachoeira/BA – e a construção (em parceria com operadores privados) do Ferroanel de SP, o que permitiria aumentar a velocidade do tráfego e a segurança no transporte.

Passos, Secretário-Executivo do MT, e do Diretor do Departamento de Outorgas, Fábio Duarte, no *Valor*, 05/04/05, p. A3.

⁴² De acordo com a ABCR – Associação Brasileira de Concessionários de Rodovias.

⁴³ De acordo com a ANTT e ANTF. Após 2001, a taxa de crescimento de volumes transportados praticamente dobrou para cerca de 9,65% (tomando a produção de 2001 de 163,1 bilhões de TKU e 2004 de 215 bilhões de TKU).

⁴⁴ Em 2004, por exemplo, o modal ferroviário absorveu apenas R\$ 74,7 milhões do orçamento (liquidade) do MT, ou seja, 4,6%. O maior investimento do governo se deu na realidade na Ferronorte e reestruturação da holding Brasil Ferrovias, por meio dos aportes do BNDES (além dos fundos de pensão de empresas estatais – Previ e Funcef) já realizados ou em vias de serem executados. A proposta do Orçamento Geral da União para 2005 aloca apenas R\$ 90,9 milhões para as ferrovias.

⁴⁵ No caso da ferrovia Norte-Sul (que atualmente funciona entre Açailândia e Estreito no Maranhão), é duvidosa a economicidade de sua expansão, principalmente quando comparado a uma solução hidroviária utilizando o rio Tocantins.

Conseqüentemente, os investimentos de governo – que já são poucos – deveriam ser deslocados de tentativas erráticas e/ou custosas de expansão da malha, para se concentrar e ser de magnitude suficiente de modo a garantir a construção de passagens de nível e os contornos de áreas densamente povoadas. De qualquer forma, mais do que 95% dos investimentos tem sido efetivados pelas concessionárias privatizadas nos últimos anos, e é altamente provável que permaneça pelo menos em torno de 90% nos próximos⁴⁶. Neste contexto, o fundamental é garantir não apenas um fluxo mínimo de investimentos do governo para superar restrições físicas em áreas urbanas e metropolitanas, como criar um ambiente e regras que permitam a ampliação progressiva do investimento privado (como se discutirá abaixo).

Se a recuperação dos investimentos do governo deve ser significativa em rodovias em 2005, e marginal em ferrovias (talvez com a exceção do envolvimento do BNDES na reestruturação da Brasil Ferrovias), até pela importância e dinamismo das concessionárias privadas, no caso do sistema portuário o governo – e sua Casa Civil – vem sinalizando, pela chamada “agenda portos”, uma aparente prioridade para os investimentos públicos, pela percepção que o sistema representa o nó maior dos transportes. Na realidade, o “sistema portuário” deve ser visualizado como o conjunto de portos e terminais, os canais e as vias de acesso terrestres – rodovias e ferrovias -, e as múltiplas camadas de agentes que têm envolvimento na gestão portuária.

A Lei 8.630/93 – a chamada Lei dos Portos - representou um enorme avanço para o sistema de transportes do país, tanto no plano da reorganização da gestão da mão-de-obra, com a criação dos órgãos gestores (OGMOS), como pela possibilidade de privatização de áreas no interior dos chamados portos organizados, e maior competição entre os portos e terminais arrendados. A Lei facultou o arrendamento de cerca de 7,5 milhões de m² e 150 instalações, terminais e áreas entre 1997 (quando se iniciou o processo) e 2004. Em conjunto com os 94 terminais de uso privativo, os terminais portuários privados movimentaram em 2004 praticamente 600 milhões de toneladas (Quadro 14). Vale sublinhar que o crescimento das cargas nos portos públicos no período 1993-2004, de 8,25% a.a., e em comparação com 5,1% a.a. para o conjunto dos terminais e 3,74% para os terminais privativos, é uma medida do potencial de movimentação represado e do grau de subutilização dos portos organizados à época da Lei⁴⁷.

⁴⁶ De acordo com a ANTF, a previsão de investimentos das concessionárias no período 2005-2008 é de R\$ 7,0 bilhões, sendo 47% (R\$ 3,3 bilhões) em vias permanentes, 36% (ou R\$ 3,1 bilhões em material rodante, dos quais R\$ 2,0 bilhões em vagões e o restante em locomotivas) e 4% (ou R\$ 281 milhões) em infraestrutura. Esta previsão revela não apenas um aumento dos investimentos em cerca de 30% quando comparado ao quadriênio anterior (em 2001-2004, os investimentos somaram cerca de R\$ 5,5 bilhões), como uma mudança na sua composição, no sentido de uma maior alocação para a melhoria das vias permanentes. Na suposição que os aportes de governo serão marginais, a participação do modal na matriz ao final de 2008 chegaria a 28%.

⁴⁷ A taxa de crescimento para o conjunto dos portos entre o ano prévio ao início do processo de arrendamento – 1996 – e 2004, foi de 5,65% a.a.

Quadro 14: Movimentação de Cargas nos Portos Brasileiros*
1993, 2004

	1993		2004		g
	Ton (000)	%	Ton (000)	%	
Portos Públicos	89.529	25,8	214.066	35,7	8,25
Terminais Privativos	257.438	74,2	385.560	64,3	3,74
Total	346.967	100,0	599.626	100,0	5,10

Fonte: ANTAQ. (*) Incluindo carga containerizada (em toneladas).

Apesar de consideráveis progressos, o modelo de arrendamento de áreas e instalações para operadores privados superposto à permanência das companhias de docas supunha uma divisão de trabalho entre as esferas privadas e públicas, em que esta se incumbiria, dentre outros aspectos, de garantir a acessibilidade aos terminais do porto organizado, a mobilidade no interior dos portos, a segurança, e integridade das operações, além da articulação dos diferentes órgãos de governo atuando no porto organizado. Estas premissas em grande medida não se realizaram para um número considerável de portos, de modo que mais de uma década após a Lei, e mesmo após a criação da ANTAQ em 2001⁴⁸, estes se caracterizam por baixos níveis de eficiência, fundamentalmente por questões relativas ao subinvestimento em infraestrutura de acesso e problemas de governança. A chamada “agenda portos” se concentrou nos investimentos críticos, especificados no Quadro 15.

A agenda definiu inicialmente como alvo prioritário os 11 principais portos responsáveis por cerca de 89% das exportações do país: Itaqui, Salvador, Aratu, Vitória, Rio de Janeiro, Sepetiba, Santos, Paranaguá; São Francisco do Sul, Itajaí, e Rio Grande⁴⁹. Desses, sete tiveram alocados R\$ 327,3 milhões para obras de infraestrutura (Quadro 15), e como parte do projeto piloto negociado com o FMI, e cujos recursos foram liberados a partir de Março de 2005, com a execução dos trabalhos programados para terminar em junho de 2006⁵⁰.

⁴⁸ A Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ) é uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Transportes, tendo sido criada pela Lei 10.233 de 06/2001 e a MP 2.217 de 09/2001, sendo regulamentada pelo Decreto 4.122 de 02/2002.

⁴⁹ Fora da agenda, o governo planeja dar continuidade à construção das eclusas de Tucuruí/PA e Lageado/TO, e construir 27 terminais hidroviários na Amazônia.

⁵⁰ Dos R\$ 327,3 milhões, R\$ 108,5 milhões são para obras de dragagem e R\$ 42,2 milhões para aprofundamento dos canais de acesso. Ainda assim, é improvável que sejam retirados a totalidade dos 50 milhões de m³ necessários e estimados pela ABTP. Os recursos do projeto piloto são pouco acima de metade destinado aos portos pelo Orçamento da União em 2005, e prévio ao contingenciamento (que em princípio não afetaria o projeto). De qualquer forma, os valores do projeto (e do Orçamento) são substancialmente maiores (mais do que 4 vezes) aos R\$ 77 milhões empenhados e liquidados nas despesas de investimento em portos pelo Ministério de Transportes em 2004.

Quadro 15: Portos Prioritários no Quadro do Projeto Piloto

Portos	Principais Obras	Custo (em R\$ milhões)
Rio Grande (RS)	Sinalização da navegação, dragagem, estacionamento	20,5
Itajaí (SC)	Aprofundamento do canal de acesso, recuperação do mole, acesso rodoviário	29,5
São Francisco do Sul (SC)	Aprofundamento do canal de acesso, recuperação dos berços, acesso BR 280, sistema de energia.	34,8
Santos (SP)	Dragagem, aprofundamento e limpeza do canal de acesso, escritórios.	127,0
Sepetiba (RJ)	Dragagem, acesso BR 101, sistema de segurança.	38,5
Rio de Janeiro	Sistema de energia, dragagem (inclusive acesso a Niterói), pesos, demolição, sistema de segurança	48,4
Vitória (ES)	Acesso rodoviário, aprofundamento canal de acesso, sistema de segurança, dragagem, proteção do cais	28,6
Total		327,3

Fonte: Tesouro Nacional – Min. da Fazenda, cit. em Gazeta Mercantil, 14/03/05, p. A17.

Não se pode portanto afirmar, pelo discutido acima, que as prioridades de governo no setor de transportes estejam erradas ou distorcidas, exceto possivelmente pela insistência de levar adiante as Ferrovias Norte-Sul e a nova Transnordestina, dado potencial redundância naquela, escassez de carga nesta, e falta de recursos para ambas. Mas de modo geral, os investimentos programados nos três modais aqui examinados nos próximos 2-3 anos, são consistentes com o que aparenta ser a prioridade efetiva para o país – o acesso aos mercados globais por meio de grandes corredores, e sua integração à estrutura portuária. Contudo, *os valores – mesmo que integralmente gastos – continuam sendo claramente insuficientes*, inclusive pelo histórico de depreciação dos ativos, e a complexidade e custo de determinadas obras, principalmente aquelas no entorno urbano e/ou portuário. É portanto necessário um programa de reformas – aqui denominados de primeira geração - que garantam recursos privados à infraestrutura e de forma sustentada.

Nesta perspectiva, é essencial redefinir certos aspectos da política de rodovias, ferrovias e portos do país, e melhorar a institucionalidade desses modais tanto no plano das autarquias – a exemplo do DNIT e das Companhias Docas - quanto das agências reguladoras – a ANTAQ e a ANTT, inclusive e particularmente com a despolitização/ profissionalização destas autarquias/ agências, e particularmente das administrações portuárias.

No caso das *rodovias*, há duas ações que devem ser consideradas prioritárias. *Primeiro*, acelerar e ampliar o programa de concessões rodoviárias, cujo atraso e relativa timidez é em parte explicado por uma expectativa (talvez um pouco otimista) quanto ao impacto das PPPs no investimento neste modal, e conseqüente baixa prioridade (até recentemente, pelo menos) para levar adiante licitações sob o regime mais testado (e com relativo sucesso) das concessões⁵¹. *Segundo*, melhorar a institucionalidade do DNIT, que permanece relativamente desaparelhado – principalmente no que diz respeito à capacidade de gerenciamento – para implementar programas de maior envergadura que possam efetivamente reverter o estado de deterioração do sistema, seja pela recuperação/restauração/duplicação de vias existentes, seja na construção de novos vetores⁵².

Para as *ferrovias*, mais além de investimentos prioritários complementares aos esforços das concessionárias privadas, parece ser importante flexibilizar as restrições na composição acionária das concessionárias pela ANTT. Esta agência inclusive já o fez em casos excepcionais, permitindo o aumento da participação acionária, a exemplo do “descruzamento” entre a Ferrovia Centro Atlântico (FCA), atualmente sob o controle da CVRD, e a Companhia Ferroviária do Nordeste (CFN), controlada pela CSN. A regra, oriunda do processo de privatização, que impõe um teto de 20% na participação de cada sócio potencialmente dificulta a gestão e aumenta a probabilidade de conflitos societários. A abolição deste teto após quase 10 anos da privatização da RFFSA facilitaria eventuais acomodações societárias e seria um fator adicional de impulsão dos investimentos⁵³.

É possivelmente no caso dos portos que as reformas necessitam ser talvez mais radicais. O cerne do problema portuário nacional pode ser entendido como a aplicação incompleta da Lei 8.630/93, e a continua politização e relativa ineficiência – pelo menos em um número significativo de casos - das administrações portuárias, que fazem a gestão do chamado porto organizado, em contraposição aos avanços significativos observados nos terminais privados. É necessário uma nova política para os portos, fundamentalmente para dar curso a mudanças na sua organização administrativa e de gestão.

Talvez a iniciativa mais importante seja a ***completa profissionalização das administrações portuárias sob a égide privada***, no quadro de uma nova política para o setor⁵⁴. É essencial que os portos sejam geridos de forma independente, sem interferências político-partidárias (que ainda são freqüentes) e as amarras legais típicas de uma autarquia pública, buscando a

⁵¹ A outra razão do atraso diz respeito ao fato de que a licitação foi anulada pelo Tribunal de Contas da União e o Ministério Público ao final de 2003. Ver entrevista com Ministro José Dirceu, *Valor*, 03/05/05, p. A8.

⁵² O DNIT conta com cerca de 1.700 funcionários, comparado por exemplo os 2.600 do DER-RS, número esse atingido após um plano de demissão voluntária (anteriormente eram em torno de 4.200).

⁵³ No caso da FCA, a ferrovia mais extensa do país com 7.080 km ou 24,8% da malha, a autorização da ANTT para aumento de participação da CVRD em Setembro de 2003 elevou os investimentos de uma média de US\$ 49 milhões em 1997-2003, para US\$ 150 milhões em 2004 e US\$ 168 milhões em 2005 (estimados).

⁵⁴ Ver, por exemplo, as propostas da Comissão Portos (formada por 46 entidades) para uma nova “Política Portuária Nacional”, julho de 2003.

eficiência das operações portuárias. A privatização dos portos sob o regime de concessão – por um período mínimo de 20 anos - seria um passo significativo não apenas na redução dos custos dos operadores que atuam no interior do porto organizado, como na contração dos tempos de resposta, com maior velocidade no sistema decisório. É igualmente necessário uma nova estrutura de governança. O maior desafio seria como integrar e conferir poder decisório aos Conselhos de Administração Portuária (CAPs) – governo, operadores, trabalhadores – junto à “Nova Docas”, cuja administração estaria regulada pelo contrato de concessão (com definição de metas de produtividade e custos), e fiscalizado pela ANTAQ⁵⁵.

Ao mesmo tempo, seria vital fortalecer o Órgão de Gestão de Mão-de-Obra do Trabalho Portuário Avulso (OGMO), dimensionando realisticamente as necessidades dos operadores, estimulando a negociação direta entre estes e os trabalhadores, e (re) capacitando-os para alternativas produtivas tanto no interior quanto fora do porto organizado⁵⁶. Segundo, garantir uma maior coordenação das diferentes agências/órgãos de governo que atuam nos portos, de modo não apenas a afinar procedimentos aduaneiros (a exemplo da falta de sincronia dos horários de atendimento das embarcações), como agir em consonância da prioridade que o governo e sociedade atribuem à integração do país à economia global.

Para os operadores portuários que trabalham seja nos portos organizados ou nos terminais privativos, há uma questão adicional que deve ser tratada, e que diz respeito ao prazo das concessões e outros arranjos contratuais com as Companhias Docas, num caso, e às garantias implícitas (de não precariedade) das autorizações da ANTAQ noutra (e que vierem a substituir os chamados “contratos de adesão” pactuados entre governo e terminais privativos anteriormente à criação da ANTAQ). Em qualquer dos casos, é fundamental estabelecer regras estáveis e dotadas de previsibilidade – no seu conteúdo e na sua temporalidade - para os concessionários e permissionários nos portos e terminais, de modo que tanto o ânimo quanto o horizonte de investimento possam responder às demandas crescentes de cargas nos portos do país.

No *médio e longo prazo* – num horizonte além dos 2-3 anos que aqui se definiu com o “curto prazo” e que se estenderia para os próximos 10-15 anos -, o desafio do governo é articular uma política capaz de dotar o país de uma logística eficiente, e que alavanque o investimento privado represado na

⁵⁵ Em 30 de março de 2005, o diretor do Departamento de Programas de Transportes Aquaviários do Ministério dos Transportes anunciou na abertura do XX Encontro Nacional de Entidades Portuárias e Hidroviárias, que o governo pretende construir um novo modelo de gestão portuária até 2006, para garantir maior eficiência aos portos, que contudo permaneceria pública pois “os portos por definição legal são públicos e prestam serviços públicos”. Ver *Valor*, 31/03/05, B5. Na realidade, todos as atividades privatizadas sob o regime de concessão prestam serviços de natureza pública, mas nem por isso não podem ser geridos privadamente. Caso o “novo modelo” buscado pelo Ministério dos Transportes não envolva gestão privada, é improvável que ocorram melhorias substanciais dado o histórico de utilização das Companhias Docas com fins políticos pelos governos.

⁵⁶ Na grande maioria dos portos, os sindicatos dos trabalhadores – e não os OGMOs como prevê a legislação - permanecem responsáveis pela escalação da mão de obra avulsa,

perspectiva não apenas de integração dos modais, mas da logística como atividade crítica à competitividade do país.

A primeira demanda e ponto de partida desta política é uma visão abrangente do problema da circulação de mercadorias, num país cujo grau de integração interna e com os fluxos internacionais de comércio ainda são incipientes, e cujos custos associados ainda são bastante elevados. Definir uma política, estratégia, diretrizes e um conjunto de ações concretas, bem como a institucionalidade correspondente, que levem a uma redução significativa dos custos de logística – para menos de 10% do PIB - em um prazo não superior a 10 anos, não é tarefa trivial, mas outros países o fizeram de forma bem sucedida.

Aqui se sugere a formação de um *força tarefa público-privada*, talvez sob a forma de um *Conselho de Infraestrutura*, com envolvimento das agências de governo, Congresso, Judiciário, das representações privadas, dos operadores logísticos e transportadores de carga, e de centros na universidade que tem por objeto o estudo da logística no país, para apoiar na formulação de uma nova política e na identificação das questões chave de médio e longo prazos num período máximo de 6-9 meses a partir da constituição do grupo.

A força tarefa (ou Conselho) teria por objetivos:

- Identificar os investimentos e as reformas de 2ª geração
- Estabelecer as formas mais eficazes de envolvimento privado, particularmente do ponto de vista do seu financiamento
- Sugerir critérios objetivos e técnicos de seleção do investimento público
- Propor – com o apoio da Casa Civil e do Congresso - uma institucionalidade capaz de coordenar de fato a implementação da nova política de transportes na perspectiva da intermodalidade e da integração logística.

A perspectiva que informaria a força tarefa seria a articulação das políticas hoje fragmentadas e insuficientes, a racionalização dos investimentos, e de modo geral dos esforços do país tanto pelo setor público como privado para a integração dos corredores e modais, tendo por mote o aumento da eficiência, a redução progressiva e mensurável dos custos, e o aumento da competitividade do país. A iniciativa da formação da força-tarefa (ou Conselho) seria do governo – de preferência da Presidência – e esta trabalharia em paralelo à implementação dos investimentos e reformas de primeira geração no período 2005/2007.

V. Conclusão

O crescimento sustentado da economia brasileira e sua competitividade dependem da qualidade da infraestrutura, em termos de disponibilidade, confiabilidade e segurança, além obviamente dos custos incorridos pelos usuários. O país assistiu nas duas últimas décadas a um aumento dos custos e a uma deterioração particularmente acentuada das infraestruturas de transporte e (talvez em menor escala) energia, tanto por razões de escassez e má alocação de recursos, quanto por falhas de política e de gestão dos sistemas.

A crise fiscal do Estado que, com toda a probabilidade, não será resolvida nos próximos anos, impõe que os investimentos em infraestrutura e seu financiamento sejam basicamente privados, e para tanto a estabilidade, previsibilidade e transparência do quadro regulatório é essencial. Ao mesmo tempo, deve-se ter claro que a definição de políticas *públicas* é tarefa de governo, ainda que auxiliado pela sociedade.

As políticas necessárias para superar as deficiências de infraestrutura no país não são triviais seja no seu desenho, seja na sua implementação, pois a agenda de reformas e investimento é carregada:

- Em *energia*, há necessidade de uma mudança de ótica, introjetando-se a perspectiva da segurança e sustentabilidade energética como critério essencial na gestão dos recursos, regime tributário e no vetor de preços relativos
- Em *transportes*, o desafio é tanto melhorar os modais individuais, como – e principalmente a médio prazo – avançar nas reformas de 2ª geração, de modo que a multimodalidade e a integração logística sejam os eixos da política.

Nos dois casos, é essencial que as políticas de energia e transportes, cada qual hoje fragmentada a seu modo, sejam **integradas**, assim como as decisões de investimento. Assim, a política de energia, sob a égide do MME, e com apoio das agências reguladoras (ANEEL, ANP), seria na prática uma política que olharia a questão da oferta dos renováveis e os recursos não-renováveis sob uma mesma ótica ou critérios de conservação, segurança e sustentabilidade. Da mesma forma, a política de transportes, sob o comando de um MT possivelmente reformado, com maior capacidade analítica e de formulação, e com um DNIT recapitado (assim como as agências setoriais – ANTT, ANTAQ), estaria voltada à integração dos modais e à redução dos custos de logística do país.