

Investimentos em energia no Governo Lula: incertezas e retrocessos

∞ ADRIANO PIRES

DIRETOR DO CENTRO BRASILEIRO DE INFRA-ESTRUTURA.

Os três primeiros anos do Governo Lula foram marcados pela existência de uma consistente agenda macroeconômica e pela ausência de uma agenda microeconômica bem definida. No caso da energia elétrica, os investimentos em geração mostram um baixo dinamismo, o que pode levar a uma situação de escassez de energia ao final da década. Em relação ao setor de petróleo e gás natural, vê-se uma crescente hegemonia da Petrobrás e uma maior utilização da estatal como instrumento das políticas governamentais, o que dificulta a entrada de investimentos privados.

Introdução

Os dois primeiros anos do Governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva foram marcados pela existência de uma consistente agenda macroeconômica e pela ausência de uma agenda microeconômica. Pelo lado da macroeconomia, foram estabelecidas medidas fiscais e monetárias que consolidaram o consenso em torno da necessidade da estabilidade da economia. Como enfatizado repetidamente pelos integrantes da equipe econômica, sem estabilidade monetária não se pode garantir ganhos de renda real e crescimento sustentado do emprego, fundamentais para melhoria permanente dos indicadores sociais. Quando o tema é a agenda microeconômica, no entanto, a política governamental continua sem dar uma resposta adequada ao papel dos capitais privados nos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo.

Este artigo está composto de três seções. A primeira traz um breve histórico da evolução do setor elétrico brasileiro nas duas últimas décadas, analisa as modificações introduzidas no Governo Lula e avalia os desafios que circundam os investimentos no setor. Na segunda seção, são analisados o papel da Petrobras no setor de energia e a evolução dos investimentos da estatal. Nessa seção, também são avaliados os resultados das licitações de blocos exploratórios realizadas pelo Governo, bem como a necessidade de incrementar os investimentos em transporte e distribuição de gás natural. A terceira seção reúne as conclusões e aponta para as perspectivas do setor de energia elétrica, petróleo e gás natural no Brasil.

Energia elétrica: crise do modelo estatal e um novo modelo para o setor

A energia hidráulica é a principal fonte de energia elétrica no Brasil. Essa hegemonia ocorreu em função da exploração de potenciais hidráulicos com custos relativamente baixos e próximos aos centros de consumo do país. Os investimentos para expansão desse parque gerador foram fomentados pelo Estado, através da Eletrobrás, que detinha capacidade de endividamento e acesso a capitais de baixo custo formados, principalmente, por empréstimos de organismos multilaterais, a exemplo do Banco Mundial.

Na década de 80, esse modelo mostra sinais de esgotamento. Primeiro, a crise de financiamento do Estado reduziu a capacidade de endividamento e elevou o custo de capital. Segundo, o aproveitamento dos potenciais hidráulicos tornou-se cada vez mais caro, em função de uma topografia menos favorável à construção dos reservatórios e das longas distâncias entre os centros de consumo e os potenciais existentes. Além disso, cresceu a resistência da sociedade à expansão das usinas hidrelétricas, em função dos impactos ambientais causados pelos seus gigantescos reservatórios.

A prova do esgotamento desse modelo foi a queda dos investimentos.

Como mostra o Gráfico 1, os investimentos da Eletrobrás reduziram-se continuamente (como % do PIB) desde 1980. Nos anos 80, esses investimentos eram, na média, em torno de 0,8% do Produto Interno Bruto (PIB), nos anos 90 caíram para 0,3%, e, mais recentemente, entre 2000 e 2004, foram reduzidos a uma média de 0,2% do PIB.

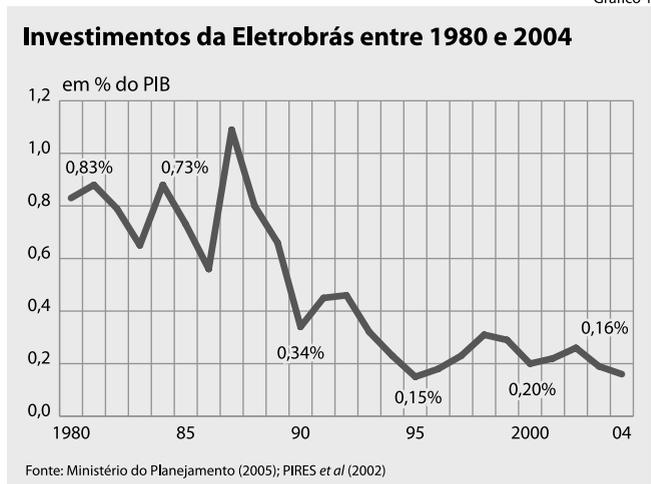
Como resultado do baixo dinamismo dos investimentos, a expansão da capacidade de geração foi reduzida drasticamente ao longo das últimas duas décadas. Enquanto entre 1980 e 1989 a capacidade de geração cresceu, em média, 5% ao ano, na década de 90, este crescimento não passou de 2,8% ao ano. O consumo de energia continuou, no entanto, experimentando uma rápida expansão. Entre 1980–2000, o consumo cresceu, em média, 5% ao ano, mais do que o dobro da expansão do PIB real.

A partir de 1997, uma reforma setorial começou a ser implantada pelo Governo Federal como meio de atrair capitais privados e criar condições para uma expansão sustentada dos investimentos. Um processo de privatização foi posto em marcha e atraiu um número considerável de empresas multinacionais e nacionais. Entre 1996 e 2000, foram privatizadas 19 distribuidoras e 4 geradoras, que, juntas, permitiram a arrecadação de cerca de US\$22 bilhões (dólares correntes).¹

A reforma setorial era baseada na criação do Mercado Atacadista da Energia (MAE) e de contratos iniciais que seriam progressivamente flexibilizados para permitir a competição na geração de energia e comercialização para os grandes consumidores. As atividades de distribuição e geração seriam privatizadas e a transmissão ficaria inicialmente sob a propriedade dos governos estaduais e federais. Apesar do sucesso da venda das empresas de distribuição, as mudanças necessárias à introdução da competição na geração e na comercialização não foram plenamente implementadas e o processo de privatização foi interrompido. Esse contexto de reforma inacabada produziu grandes incertezas e insegurança regulatória acabando por inibir novos investimentos, principalmente na atividade de geração.

Diante da falta de investimentos, na segunda metade da década de 90, a demanda começou a superar a quantidade de energia assegurada do sistema, tornando-o cada vez mais dependente das condições

Gráfico 1



hidrológicas. Com isso, o sistema elétrico passou a consumir as reservas armazenadas nos reservatórios e a apresentar um risco de racionamento crescente. Esse quadro ganha dimensões críticas após um período de hidrologia adversa, no final dos anos 90. O elevado risco de um racionamento era resultado do atraso nas obras e da elevada parcela da expansão da oferta, que não possuía concessão ou autorização definida. Diante da persistente estiagem, o país foi então obrigado a racionar energia a partir de Junho de 2001.²

Com a posse do Governo Lula em 2003, foi iniciada uma ampla mudança das regras vigentes de forma a se conceber um novo marco institucional para o setor elétrico. Após um ano de discussões, o Ministério de Minas e Energia (MME) encaminhou duas medidas provisórias para o Congresso Nacional que, aprovadas, foram transformadas nas Leis nº 10 847 e 10 848.

A nova regulamentação tem como uma de suas principais características a centralização do poder de decisão no MME. Isso fica claro com a transferência do poder concedente da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o MME. Além disso, todas as entidades criadas, como a Empresa de Planejamento Energético (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição que sucedeu o MAE, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); estão submetidas diretamente ao MME. Mesmo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade de cunho privado, passa a ter uma maior influência do MME, através da indicação de três dos seus cinco diretores, dentre os quais o Presidente.

O funcionamento do novo modelo está baseado no estabelecimento de dois ambientes de contratação (regulada e livre), de um *pool* de contratos de compra e venda de energia centralizados na CCEE e de leilões para aquisição de energia velha e nova. A criação desses conceitos tem como finalidade isolar os empreendimentos existentes da tendência ascendente do custo marginal de longo prazo do sistema, que cada vez requer usinas mais caras e distantes dos centros consumidores. Através da criação desses dois conceitos, o Governo dá início a uma política tarifária populista baseada em uma situação conjuntural de excesso de oferta de energia que é resultado da forte queda da demanda durante e após o racionamento de 2001 e do restabelecimento dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Investimento em geração: horizonte nebuloso

Com a retomada do crescimento econômico em 2004 inicia-se um novo período de expansão na demanda de energia elétrica. Segundo o ONS, a demanda cresceu,³ em 2004, cerca de 5% em comparação com o registrado em 2003.⁴

De acordo com dados divulgados pela ANEEL referentes a entrada em operação dos empreendimentos de geração atualmente previstos para o país,

a expansão da capacidade instalada nos próximos cinco anos deverá ser de 7 528 MW, o que resultará em aumento de 1506 MW ao ano (ver Gráfico 2). Esse desempenho é cerca de 62% inferior ao observado nos cinco anos anteriores, 2000 a 2004, quando a expansão foi de 3 925 MW ao ano.

A reduzida previsão para a expansão da capacidade instalada entre 2005 a 2009, é resultado do elevado número de empreendimentos que apresentam algum tipo de restrição à sua implantação. Conforme o Gráfico 3, do total dos 34 379 MW de capacidade instalada prevista para entrada em operação até 2009, 78% (26 815 MW) apresentam algum tipo de restrição. Desta capacidade prevista, 43% sofrem restrições leves, como ausência de licença prévia ambiental, obras não iniciadas ou contrato de combustível indefinido, e 57% restrições graves, como a não obtenção da licença de instalação com descumprimento do início de obras, liminar judicial ou inviabilidade ambiental do empreendimento. Apesar de atualmente existir um excesso de oferta, estimado em cerca de 10 000 MW médios, essa margem irá se reduzir com o crescimento gradativo da demanda. Considerando uma expansão da demanda de 5,7% ao ano até 2009, prevê-se um excesso de capacidade de apenas 1160 MW médios em 2009, o que corresponderia a 2% da demanda de energia projetada.

Diante desse cenário fica evidente que a atual situação de sobra de oferta é transitória, na medida em que o cenário de retomada do crescimento econômico se confirme. Vislumbra-se, nesse caso, um quadro preocupante quanto à efetivação de investimentos previstos, que resultariam na entrada em operação de novas usinas geradoras, o que ameaça a expansão sustentada da oferta e sinaliza para novos desequilíbrios entre oferta e demanda. Esse gargalo no fornecimento de energia consiste em um importante obstáculo ao crescimento

Gráfico 2

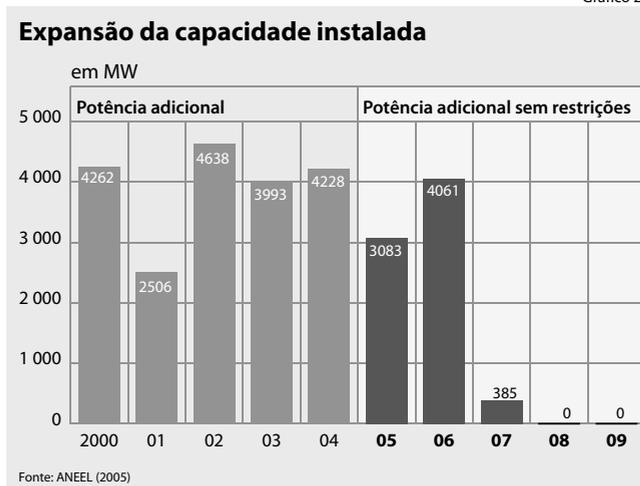
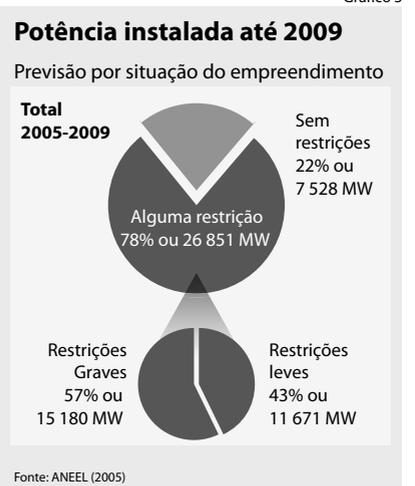


Gráfico 3



da economia brasileira e sua solução representa uma das questões em aberto dentro da política setorial do Governo Lula.

Em 7 de Dezembro de 2004, o Ministério de Minas e Energia realizou o primeiro leilão de energia elétrica das usinas existentes. Foram negociados 17 080 MW médios, correspondendo a uma cifra de US\$26 bilhões contratados ao longo de 15 anos. Os preços médios do certame foram de US\$20/MWh, US\$23/MWh e US\$26/MWh, para início de fornecimento em 2005, 2006 e 2007. Tomando-se como base custos de expansão para uma usina hidroelétrica entre US\$32 e US\$37/MWh, vê-se que os preços praticados não remuneraram os custos de expansão do setor.⁵

Dessa maneira, a questão de como atrair novos investimentos em geração está em aberto e dependerá das condições contratuais e de preços a serem oferecidos nos leilões de energia nova que deverão ocorrer em 2005. Caso a prioridade do Governo seja perseguir a todo custo a modicidade tarifária, os preços da energia nova provavelmente não atrairão novos investidores privados para o segmento de geração. Nesse caso, as estatais terão que liderar a expansão setorial, o que seria incompatível com suas obrigações em relação ao ajuste fiscal. Para que a oferta atenda adequadamente o aumento da demanda nos próximos anos, são estimados investimentos anuais da ordem de R\$13,6 bilhões somente na geração de energia elétrica, o equivalente a quase cinco vezes o investimento total da Eletrobrás em 2004 (R\$2,85 bilhões).⁶

Investimentos em transmissão: um quadro mais favorável

No que se refere aos investimentos em linhas de transmissão, a ANEEL vem sendo bem sucedida em atrair capitais privados através de leilões de linhas de transmissão. Nesse segmento as questões cruciais referem-se mais à capaci-

dade de ampliar e reforçar a rede no ritmo desejado, e de evitar distorções na concorrência entre empresas públicas e privadas que possam inibir a participação das últimas nas licitações.

Desde 1999 a ANEEL realizou 11 leilões de linhas de transmissão onde foram licitados 13 500 km de rede, que atraíram investimentos estimados em R\$9,3 bilhões. Entre 1999 e 2002, foram realizados 8 leilões e licitadas uma média anual de cerca de 2 000 km. Entre 2003 e 2004, ocorreram 3 leilões e foram licitados em média de 2 800 km por ano. Entre 1999 e 2002 o investimento médio anual projetado pela ANEEL foi de R\$1 bilhão, enquanto nos últimos dois anos os investimentos anuais ficaram próximos de R\$2,5 bilhões.

Tabela 1

Extensão e estimativa de investimento nas linhas de transmissão licitadas entre 1999 e 2004		
Ano	Extensão (km)	Investimento (R\$ milhões)
1999	762	320
2000	4 484	2 833
2001	711	288
2002	1 865	935
2003	1 787	1 777
2004	3 881	3 290
Total	13 490	9 442
Média 1999-2002	1 955	1 094
Média 2003-2004	2 834	2 533

Fonte: ANEEL (2005a); MME (2005)

Conforme mostram o Gráfico 4 e o Gráfico 5, entre 2000 e 2004, nota-se um incremento de 12 900 km de rede básica e de 34 000 MVA na capacidade de transformação da rede. Essas expansões, entretanto, não têm sido realizadas na velocidade necessária para evitar uma degradação das condições de segurança e minimizar os riscos de distúrbios no suprimento de energia.

No Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica (PAR), publicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para 2003, o órgão aponta a necessidade de expansão da rede em 6008 km.⁷ Porém a ampliação foi de apenas 4 979 km naquele ano, segundo a ANEEL.

O mesmo se deu em 2004, quando o ONS recomendou um incremento de 2 634 km de linhas de transmissão,⁸ enquanto a ANEEL atestou a expansão de 2 532 km. Com isso, no decorrer de dois anos, o setor acumulou um *déficit* superior a 1100 km de rede em relação às recomendações do ONS.

Entre 2005 e 2007, o ONS indicou a necessidade de expansão da rede em cerca de 8842 km,⁹ o que resulta no aumento de aproximadamente 2 900 km ao ano, média superior ao do período de 2000 a 2004, que foi de 2 635 km. Do total de 8842 km propostos, 3 073 km (35%) já têm a concessão equacionada até meados de 2004, enquanto que 5769 km (65%) ainda não foram objeto de licitação ou de autorização (ver Gráfico 4).

Quanto à expansão da capacidade de transformação do sistema, o ONS apontou a necessidade de um acréscimo de 12 758 MVA em 2003 e 4539 MVA em 2004, enquanto que a ANEEL registrou um aumento de 11 155 MVA e 2 473 MVA nesses anos, respectivamente, gerando um *déficit* total de transformação de 3 669 MVA.

Para o período de 2005 a 2007, o ONS apontou a necessidade de acréscimo da capacidade de transformação do sistema em 15 949 MVA, cerca de 5 316 MVA ao ano

Gráfico 4

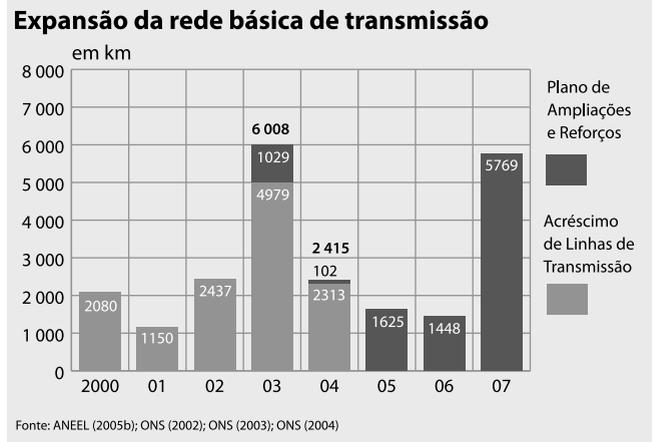
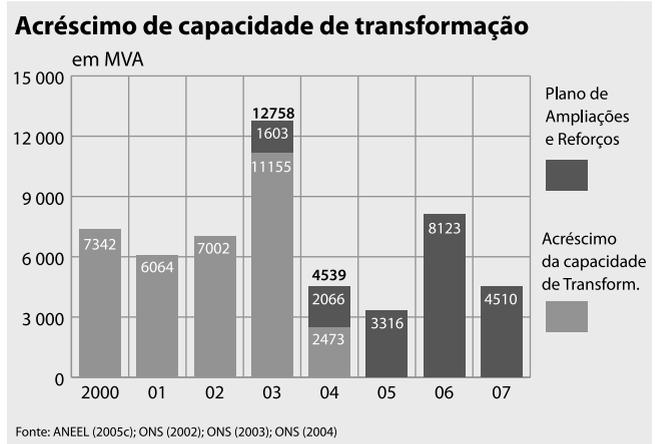


Gráfico 5



(ver Gráfico 5). Desse montante, cerca 6 000 MVA, 38% do total, contavam, até meados de 2004, com a concessão equacionada restando 9 937 MVA, 62%, para autorizar ou licitar.

Os atrasos na implantação dos empreendimentos elevam as fragilidades do sistema e aumentam as chances de distúrbios no fornecimento, que podem ser constatadas através do Índice de Severidade da Rede Básica calculado pelo ONS.¹⁰ Entre 2005 e 2007, os Índices de Severidade situam-se entre 11 e 18 sistema-minutos, valores acima do padrão de dez sistema-minutos considerado de baixo risco.

A implantação das obras propostas para os anos de 2005 a 2007 representa investimentos estimados de cerca de R\$7,8 bilhões, sendo R\$5,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$2,5 bilhões em subestações.¹¹

Os três leilões de linhas de transmissão realizados pela ANEEL durante o Governo Lula foram marcados pelo retorno das empresas estatais. Até 2002, a participação das estatais nos leilões de linhas de transmissão foi relativamente pequena, em função das restrições impostas pelo Programa Nacional de Desestatização (PND).

Isto começou a mudar em 2002, quando a Lei nº 10 438 permitiu que a Eletrobrás, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, fizesse parte de consórcios, sem poder de controle, para participação nos leilões. Em 2004, com a Lei nº 10 840, as empresas do grupo Eletrobrás foram retiradas do PND, o que permitiu o ingresso majoritário destas empresas nos consórcios.

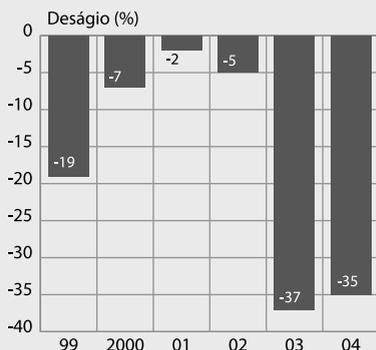
Coincidentemente ou não, desde 2003, com a maior presença de estatais federais entre as vencedoras, o deságio médio elevou-se significativamente em relação aos anos anteriores (ver Gráfico 6).

No último leilão, a estatal Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco

(CHESF), por exemplo, arrematou dois projetos com deságios superiores a 50%, enquanto os dos competidores mais próximos ficaram abaixo de 7% e 0,5%, respectivamente. Historicamente, as empresas estatais brasileiras têm sido utilizadas para atingir objetivos outros, que não a maximização de seus lucros. Desta forma, a participação das estatais nos leilões merece atenção para que não crie mais uma barreira à atração de investimento privado.

Gráfico 6

Deságio médio dos leilões de linhas de transmissão



Fonte: ANEEL (2005a)

Distribuição: ganhos na qualidade e passivos regulatórios

A reestruturação do setor elétrico em meados dos anos 1990 levou à privatização da maioria das distribuidoras estaduais e federais de energia elétrica no país. Atraídas pelo potencial de crescimento do mercado brasileiro, um grande número de empresas multinacionais e nacionais participou dos processos de privatização, na maioria das vezes através de consórcios.

Entre 1996 e 2000 foram privatizadas 19 distribuidoras que, juntas, permitiram a arrecadação de cerca de US\$19 bilhões (dólares correntes). Em 2003 74% da distribuição de energia elétrica encontrava-se em mãos de empresas privadas, enquanto que para geração esta participação era de apenas 29%.¹²

Desde o final dos anos 1990 a entrada dos capitais privados no segmento de distribuição levou a um aumento no volume de investimentos na rede.

Analisando dados das principais distribuidoras do país,¹³ observa-se um salto dos investimentos de R\$2,0 bilhões em 1998, para um patamar próximo de R\$2,75 bilhões entre 1999 e 2004 (conforme o Gráfico 7).

Nota-se, também, uma melhora na qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Conforme mostra o Gráfico 8, a nível nacional, o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) caiu de 27 horas em 1997 para 16 horas em 2004. Da mesma forma, o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) passou de 22 para 17 interrupções.

Entre 2000 e 2002, a situação financeira das empresas de distribuição foi severamente abalada por mudanças abruptas no contexto macroeconômico e setorial. A forte desvalorização do dólar no período e a estagnação econômica elevaram os custos e reduziram a expansão do mercado, acirrando a retração da demanda no período posterior

Gráfico 7

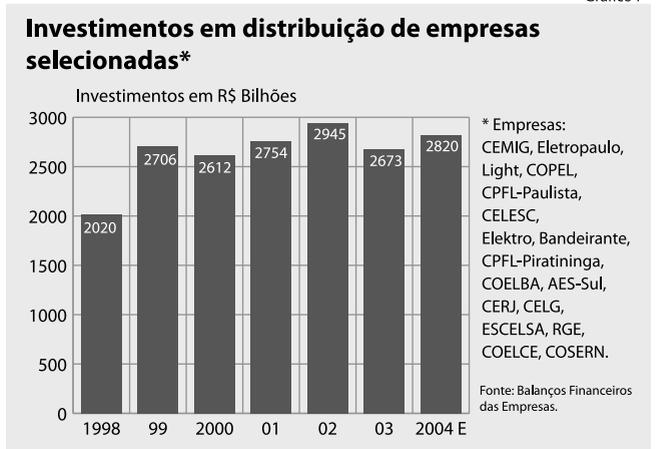
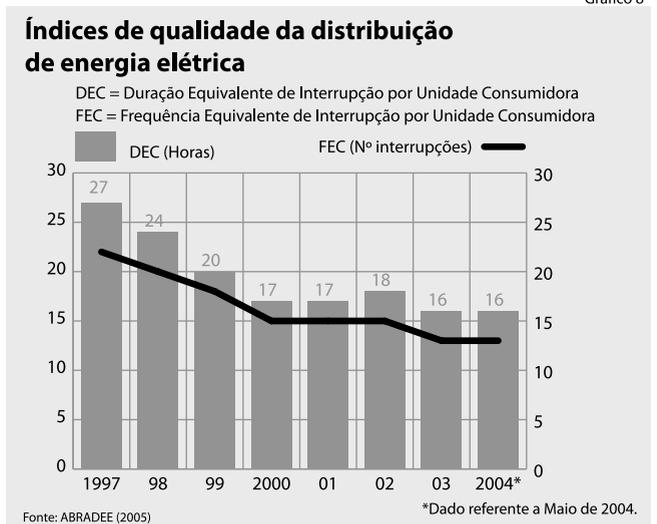


Gráfico 8



ao racionamento de energia em 2001. A crise financeira ganhou proporções maiores em função do adiamento de parcela do reajuste da tarifa de distribuição como forma encontrada pelo Governo de reduzir o impacto dos preços administrados nos índices de inflação.

Em 2004 a retomada do crescimento econômico, a forte expansão do mercado de energia elétrica e a valorização do dólar conduziram a uma elevação das receitas operacionais das empresas distribuidoras e uma redução dos custos financeiros relativos aos passivos em dólares. Vê-se, assim, uma melhora geral nos indicadores financeiros e a elevação da lucratividade das empresas.

Apesar desta recuperação, o segmento ainda apresenta pendências regulatórias importantes. Em Março de 2005, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) divulgou um estudo quantificando os chamados ativos regulatórios, ou seja, receitas a receber resultante de adiantamentos de reajustes na tarifa de distribuição. Segundo estimativas da associação, esses ativos regulatórios acumulam R\$16 bilhões.¹⁴ Nas estimativas foram computados como ativos regulatórios: o diferimento da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), juntamente com a parte da Parcela A que não foi repassada para as distribuidoras em 2001; o adiamento da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) relativa a perdas com o racionamento; o não repasse do PIS/Cofins; e o diferimento de parcela da Revisão Tarifária.

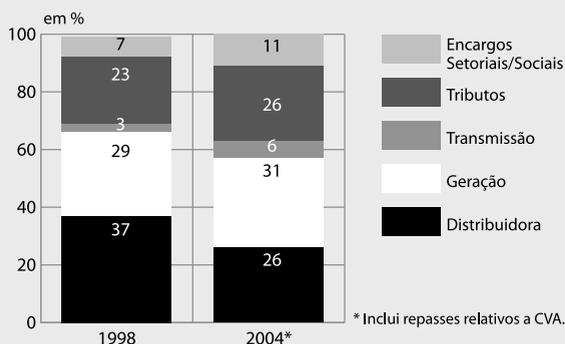
O total dos ativos regulatórios, R\$16,2 bilhões, representa 45% do patrimônio líquido (R\$36,2 bilhões), 37% da dívida (R\$43,4 bilhões) e 26% da receita líquida (R\$61,6 bilhões) do setor em 2004. Além disso, é cerca de 12% superior a margem operacional do setor em 2004, o EBITDA – *Earnings before Interest, Tax, Depreciation and Amortization* (R\$14,5 bilhões). Esses ativos equivalem a mais de quatro anos de investimentos das principais distribuidoras de

energia. Os adiantamentos de repasses ajudam a explicar a forte queda de participação do segmento de distribuição na composição da tarifa. Segundo a ABRADEE, entre 1998 e 2003, ocorreu uma redução de 11% da participação da distribuição na composição da tarifa (Gráfico 9).

A existência desses ativos regulatórios é uma evidência do crescente risco regulatório que permeia os contratos de concessão e os investimentos feitos pelas empresas.

Gráfico 9

Composição da tarifa de energia elétrica



Fonte: ABRADEE (2005a)

Nas décadas de 80 e 90 o uso das tarifas de energia pelo Governo como instrumento antiinflacionário foi um dos motivadores para o colapso do investimento e queda na qualidade. Espera-se que esse quadro não se repita novamente agora com o setor em mãos privadas.

Petróleo e gás natural: um novo papel para Petrobras

No setor de petróleo e gás natural, a reforma setorial empreendida desde meados da década de 90 foi concebida com a finalidade de criar as regras necessárias à participação dos agentes privados nas atividades antes exclusivamente desempenhadas pela Petrobras. O objetivo era o de promover a entrada de novos agentes, fomentar a competição e atrair novos investimentos – isolados ou em parceria com a própria Petrobras.

Após quase três anos de Governo Lula, percebe-se que existe uma estratégia em relação à Petrobras diferente daquela adotada anteriormente. Inúmeras ações do Governo sinalizam para a consolidação do monopólio de fato da estatal e transformam a Petrobras num braço da política governamental. Essa nova postura, não declarada, fica evidente quando se observa o aumento da participação da Petrobras através de uma série de aquisições no mercado de energia, a política de preços para os derivados de petróleo e o esvaziamento da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

A nova onda de aquisições por parte da estatal começou pelo segmento de distribuição de combustíveis, com a compra, em Junho de 2004, da Aip do Brasil, do grupo italiano Eni, por cerca de US\$ 450 milhões. No segmento de gás e energia, desde 2003, a Petrobras partiu para a compra de uma série de usinas termelétricas. No segmento de distribuição de gás canalizado, a Petrobras elevou, em Outubro de 2004, a sua participação na CEG-Rio e, em Dezembro, adquiriu 40% da Gasmig (distribuidora de gás canalizado de Minas Gerais). Na petroquímica, a Petroquisa, subsidiária da Petrobras, adquiriu o controle da Petroquímica Triunfo, no Rio Grande do Sul.

Estas operações vêm transformando a Petrobras numa empresa de energia, integrando negócios de eletricidade, petróleo e gás natural. Nesse sentido, esse movimento é semelhante ao adotado por outras grandes empresas do setor petrolífero, que buscam obter ganhos de escopo e diversificar seu portfólio de produtos. No entanto, é preocupante verificar que a expansão das atividades da Petrobras não está sendo acompanhada pelo aperfeiçoamento das instituições responsáveis pela regulação e defesa da concorrência no Brasil.

Ao contrário, observa-se a perda de autonomia da ANP, cada vez mais submetida à tutela do Ministério de Minas e Energia e à espera da aprovação de um projeto de lei, em discussão no Congresso Nacional. Entre as principais medidas constantes desse projeto de Lei, está a migração do poder con-

cedente nos leilões de exploração e produção de petróleo e gás natural da ANP para o MME. A medida coloca sob a responsabilidade do MME que também preside o conselho de administração da Petrobras, a coordenação do processo de concessão que selecionará os critérios de entrada e permanência dos seus próprios concorrentes. Cresce, assim, o risco de um tratamento diferenciado a favor da empresa, o que afasta o investimento privado.

Nota-se, também, que o Governo não separa as suas ações políticas da tomada de decisão dentro das empresas onde o Estado brasileiro é acionista majoritário. Um exemplo dessa prática é a política de preços da Petrobras. Movidos por objetivos eleitorais e macroeconômicos, os preços internos do óleo diesel e da gasolina não oscilam com os preços internacionais, permanecendo longos períodos ora abaixo ora acima do patamar externo. Em 2004 foi a vez da empresa segurar os preços internos da gasolina e do óleo diesel para não comprometer os resultados eleitorais do partido do Governo. No caso do gás liquefeito de petróleo (gás de cozinha), cujo preço na refinaria não sofre reajuste desde do início do Governo Lula, a Petrobras tornou-se instrumento de política social, subsidiando os consumidores dos vasilhames com 13 quilos. Essa situação choca-se com o estabelecido no Artigo 73 da Lei nº 9 478/97, a qual determina que tais subsídios devem ser propostos pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNP E) e aprovados pelo Congresso Nacional.

Esta nova estratégia para a Petrobras reduz as pressões competitivas nos setores de atuação da estatal, aumenta a insegurança das empresas que competem com ela e diminui o potencial de expansão dos investimentos privados.

Investimentos da Petrobras no Governo Lula

Entre 1995 e 2002, os investimentos da Petrobras somaram um total de US\$38,7 bilhões, perfazendo uma média anual de R\$4,8 bilhões. Entre 2003 e

Tabela 2

Investimentos realizados e planejados pela Petrobras							em US\$ bilhões
Segmento	1995-2002		2003-2004		Planejado 2005-2010*		
	Anual	Total	Anual	Total	Anual	Total	
E&P	2,57	20,59	3,85	7,69	3,64	21,85	
Downstream	0,91	7,32	1,52	3,03	1,59	9,56	
Gas e Energia	0,25	1,98	0,37	0,74	0,87	5,21	
Distribuição	0,08	0,65	0,27	0,54	0,19	1,13	
Internacional	0,78	6,27	0,75	1,50	1,12	6,70	
Corporativo	0,24	1,90	0,19	0,38	0,32	1,91	
Total	4,84	38,71	6,94	13,88	7,73	46,37	

Nota: Os investimentos planejados para o período 2005-2010 foram calculados subtraindo do Plano de Investimento da Petrobras (2004-2010) os investimentos realizados em 2004. Os valores em US\$ foram corrigidos pelo índice de preço ao produtor nos EUA.

Fonte: Petrobras (2004) e Petrobras (2005)

2004, os investimentos totais somaram R\$13,9 bilhões, compondo uma média anual de R\$6,9 bilhões (ver Tabela 2).

Esta elevação de 43% nos investimentos anuais pode ser explicada pela forte elevação dos preços do petróleo e dos lucros da companhia desde 1999, conforme mostra o Gráfico 10. Entre 1999 e 2004, os preços do petróleo *West Texas Intermediate* (WTI) saíram de US\$19,26/b para US\$41,45/b, registrando uma elevação de 116%. Por sua vez, o lucro líquido, que era de US\$1 bilhão em 1999, elevou-se mais de seis vezes para US\$6,7 bilhões em 2004.

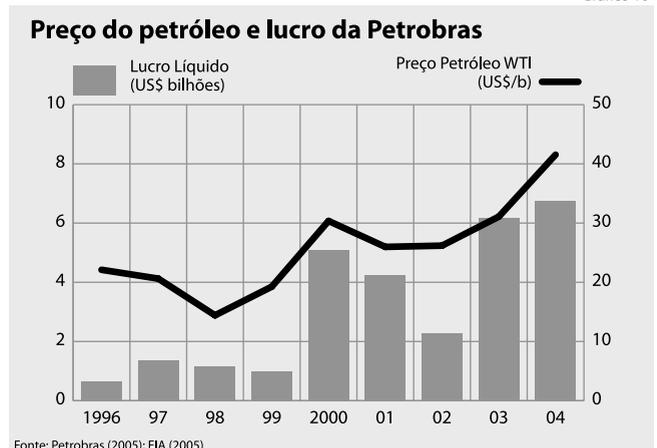
No que se refere aos investimentos por segmento, os gastos em exploração e produção (E&P) cresceram proporcionalmente mais no período recente, passando de uma média de 53%, entre 1995 e 2002, para 55% entre 2003 e 2004. Verifica-se, também, um forte aumento nos investimentos no segmento de distribuição que cresceram 230%, saindo de 2% para 4% do total investido na comparação entre os dois períodos (Ver Tabela 2). Um dos elementos que explicam esse acréscimo dos investimentos em distribuição foi a aquisição dos ativos de distribuição de combustíveis da Agip do Brasil em 2004.

Em relação aos investimentos futuros, a Petrobras pretende elevar para uma média anual de R\$7,7 bilhões até 2010, o que corresponde a um crescimento de 11%. Comparando-se este planejamento com o realizado no biênio 2003–04, haveria uma queda de 5% nos investimentos em exploração e produção, cuja participação no total cairia de 55% para 47%. Por outro lado, a área de Gás e Energia aumentaria sua participação de 5% para 11%. Isso significa um aumento de 136% nos investimentos anuais, que seriam destinados principalmente à ampliação da rede de gasodutos.

Os investimentos na área internacional estão projetados para crescer 49%. Os investimentos estão direcionados para exploração de blocos na África, Golfo do México e outros países. Já no *Downstream* (refino, transportes e petroquímica), a expectativa é de um aumento de 5%. Esses recursos serão destinados à modernização e expansão das refinarias, renovação da frota de navios e para uma maior participação da empresa na petroquímica.

A redução da participação do segmento de exploração e produção (E&P) a favor dos segmentos como gás e energia e *Downstream*, particularmente da área de petroquímica, nos investimentos totais revela

Gráfico 10



um esforço de diversificação do portfólio da Petrobras que traz riscos e oportunidades.

Por um lado, esse movimento pode gerar importantes sinergias com as outras atividades cuja companhia possui expertise reconhecida tecnológica e ampliar o leque de produtos oferecidos pela empresa. Por outro, requer investimentos pesados para a aquisição ou desenvolvimento de novas tecnologias, implementação dos projetos e possíveis compra de participações acionárias em áreas onde possui menor experiência.

Um erro na dosagem destes investimentos pode drenar recursos do segmento de exploração e produção (E&P) com implicações negativas para a lucratividade da empresa, particularmente em um horizonte de preços para o petróleo em torno de US\$40/barril nos próximos cinco anos.

A dinâmica das licitações de blocos exploratórios no Governo Lula

Dentre os segmentos que compõem o setor de petróleo e gás natural que estavam sob o monopólio legal da Petrobras antes de 1997, foi o de exploração e produção que atraiu um número mais significativo de novos agentes. Como indicado na Tabela 3, até Setembro de 2004, seis rodadas de ofertas de blocos exploratórios foram realizados pela ANP. No total, 1978 blocos exploratórios foram ofertados e 343 blocos concedidos. As licitações propiciaram o ingresso de 44 empresas no segmento, tendo a ANP arrecadado cerca de R\$2,2 bilhões nas licitações a título de bônus de assinatura.¹⁵

Influenciadas por indefinições da política ambiental, incertezas jurídicas quanto ao regime de concessão e propriedade do petróleo, aumento na carga tributária e por um baixo nível de sucesso comercial na exploração de áreas

Tabela 3

Resultados das licitações da ANP						
Variável	Rodada I 1999	Rodada II 2000	Rodada III 2001	Rodada IV 2002	Rodada V 2003	Rodada VI 2004
Número de blocos ofertados	27	23	53	54	908	913
Número de blocos concedidos	12	21	34	21	101	154
Blocos concedidos/Blocos ofertados	44%	91%	64%	39%	11%	17%
Total bônus de assinatura (US\$ milhões)	171,2	250,4	237,0	29,7	9,1	219,1
Arrecadação média por área (R\$ mil/km ²)	5,9	9,4	12,2	3,7	1,3	16,8
Participação % Petrobras	20%	19%	38%	28%	86%	54%
· Em parceria	11%	15%	17%	14%	1%	19%
· Integral	8%	5%	21%	14%	84%	36%
Empresas habilitadas	38	42	42	29	11	24
Empresas apresentando ofertas	14	27	26	17	6	19
Entrantes	10	12	11	8	1	2

Fonte: ANP (2005)

licitadas, a quinta e sexta rodadas de licitação, realizadas durante o Governo Lula, foram marcadas pelo crescimento da participação da Petrobras. Conforme apresentado na Tabela 3, a participação média da estatal saltou de 20% nas duas primeiras rodadas para 70% nas duas últimas.

Comparando-se essas rodadas com as realizadas anteriormente, observa-se, também, uma contínua ausência de grandes empresas internacionais como a Agip, Chevron/Texaco, Esso e BP, que tiveram uma participação expressiva nas primeiras rodadas de licitações, em 1999 e 2000, e não retornaram aos leilões realizados posteriormente mesmo com a forte alta dos preços do petróleo desde 2000 (ver Tabela 4).

Enquanto o investimento estrangeiro começa a retornar aos diversos segmentos da economia brasileira, no segmento de extração de petróleo verifica-se uma queda. Conforme o Gráfico 11, os investimentos destinados a extração de petróleo e serviços diminuíram progressivamente a partir de 2001.

Em 2004 enquanto os investimentos estrangeiros totais aumentaram 57% em relação ao ano anterior, àqueles destinados a extração de petróleo e serviços reduziram-se em 22%. O Brasil não está conseguindo atrair investidores

Tabela 4

Participação das empresas nas rodadas											
1ª Rodada	(%)	2ª Rodada	(%)	3ª Rodada	(%)	4ª Rodada	(%)	5ª Rodada	(%)	6ª Rodada	(%)
Agip	24,6	Petrobras	19,3	Petrobras	33,5	Petrobras	27,9	Petrobras	85,5	Petrobras	54,4
Petrobras	19,6	Rainier	19,0	PanCanadian	8,8	Queiroz Galvão	14,3	Aurizônia	5,9	Aurizônia	7,8
Texaco	19,3	Coastal	11,9	El Paso	8,0	Partex	10,2	Synergy	4,0	Arbi	6,5
YPF	11,9	Union Pacific	9,5	Petroserv	7,0	Shell	7,6	Newfield	2,0	Petrogal	6,5
Esso	10,4	Pan Canadian	7,1	Koch	5,9	BHP	4,8	Maersk	1,6	Synergy	4,9
Amerada Hess	3,8	Shell	6,7	Wintershall Akt.	5,9	Devon	4,8	Partex	1,0	W. Washington	3,2
Unocal	3,4	Amerada Hess	6,0	Amerada Hess	3,4	Dover	4,8			Starfish	2,5
BP	2,5	Chevron	4,3	Maersk	2,9	Maersk	4,8			Statoil	2,3
Kerr McGee	2,5	BG	3,8	Phillips Petrol.	2,9	Newfield	4,8			PortSea	2,3
British Borneo	1,0	Queiroz Galvão	2,9	Rainier	2,9	PetroRecôncavo	4,8			EnCana	1,9
Shell	1,0	Santa Fé	2,1	Ocean Energy	2,5	Starfish	4,8			Kerr-McGee	1,9
		SK Corporation	1,9	Esso	2,4	El Paso	3,3			Shell	1,5
		Ipiranga	1,9	Enterprise Oil plc	2,1	Statoil	1,9			Partex	1,3
		Odebrecht	1,4	Queiroz Galvão	2,0	Unocal	1,4			PetroRecôncavo	1,3
		YPF	1,2	Kerr-McGee	1,8					Repsol-YPF	0,6
		Petrogal	1,0	Samson	1,6					Devon	0,5
				Repsol YPF	1,5					SK	0,3
				Statoil	1,5					Epic (El Paso)	0,3
				Ipiranga	1,3					Queiroz Galvão	0,3
				Total Fina	0,9						
				Shell	0,7						
				Petrogal	0,6						

Fonte: ANP (2005)

estrangeiros mesmo em um cenário de altos preços do petróleo no mercado internacional para os próximos anos.

Investimentos no transporte e distribuição de gás natural

Entre 1975 e 2003, segundo os dados do *BP Statistical Review of World Energy*, de 2004, a participação do gás natural no consumo de energia primária mundial cresceu 5,3%. enquanto o petróleo perdeu 9%. O Brasil, entretanto, tem um longo caminho nesse processo de substituição tendo em vista que o gás natural é responsável por cerca de 8% no consumo de energia primária enquanto a média mundial é de 2,4%. Essa discrepância ganha destaque se considerarmos que as reservas de gás natural foram triplicadas com as recen-

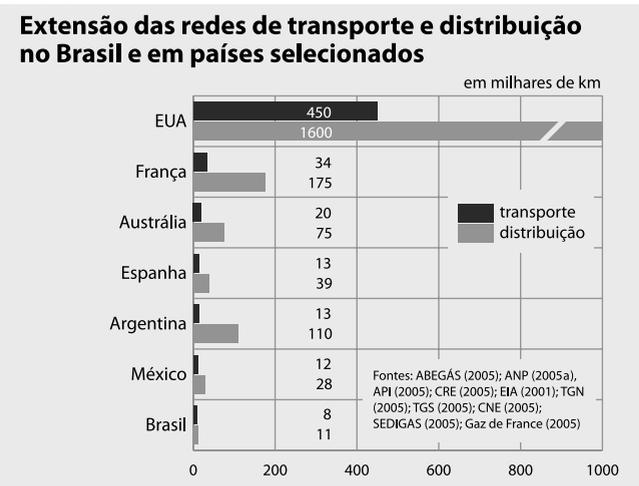
tes descobertas na bacia de Santos,¹⁶ passando de 245 bilhões de m³ para 664 bilhões de m³. Ao contrário do petróleo, o aproveitamento do gás natural demanda pesados investimentos em infra-estrutura. Em mercados caracterizados pelo baixo uso do energético, o escoamento da produção de gás natural requer usualmente a expansão e construção de dutos de transporte e de distribuição.¹⁷ Conforme evidencia o Gráfico 12, o Brasil, quando comparado com outros países, dispõe de uma pequena rede de gasodutos tanto para o transporte como para a distribuição de gás natural. No caso da rede de transporte, verifica-se um forte acréscimo na sua extensão em 1999, com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil, com extensão de 2 583 km. Desde 2000, no entanto, a rede encontra-se estagnada em 8000 km. De acordo com Tabela 5, entre 2004 e 2010 a Petrobras pretende investir cerca de US\$3,6 bilhões na expansão da rede de transportes, que será incrementada em mais de 4000 km.

Gráfico 11



Fonte: BACEN (2005)

Gráfico 12



Observa-se que mais de 60% dos investimentos são relativos a gasodutos voltados para atendimento de centros consumidores na Região Nordeste que passará a ser interligada ao Sudeste através do gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE). Com isso, será possível levar gás natural importado da Bolívia ou produzido nas bacias de Campos e Santos para o Nordeste.

O desenvolvimento das reservas de gás natural no campo de Urucu no Amazonas constitui outro projeto do mercado de gás. O empreendimento consiste na construção de um gasoduto ligando a cidade de Coari, próxima aos campos produtores, à Manaus e um outro que conectaria as reservas de Urucu a Porto Velho. Ambos os gasodutos irão suprir usinas termelétricas substituindo capacidade de geração de energia elétrica a diesel.

Apesar da abertura do setor para os capitais privados em 1997, a Petrobras continua responsável pela produção de 95% do gás nacional e pela comercialização de 88% do gás importado.¹⁸ No segmento de transporte, a estatal controla quase todas as malhas de transporte do país, sendo proprietária de 100% da Transpetro (subsidiária da Petrobras e operadora da malha nacional de gasodutos), 51% da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG Gasbol) e 25% da Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), operadora do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre.

Essa posição dominante da Petrobras em quase todos os elos da cadeia produtiva do gás natural se reflete em uma concentração total dos investimentos em transporte de gás natural na estatal. Por sua vez, o marco legal que regula o transporte e a comercialização do gás ao nível federal tem se mostrado inadequado na promoção da entrada de novos agentes no transporte de gás natural.

Esta fragilidade tem levado a discussão da necessidade de um novo arcabouço institucional próprio para o gás natural que insira maior segurança para os investimentos em transporte e introduza mecanismos para maior participação de outros agentes nesse segmento.

No caso das malhas de distribuição de gás canalizado o Brasil possui cerca de 11 000 km, sendo que 66% desta rede está concentrada nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, os quais contam com uma rede metropolitana desde do século XIX, abastecida por gás manufacturado a partir de carvão, nafta e outros combustíveis (ver Gráfico 13).

Uma barreira importante para os investimentos no setor de distribuição é a estrutura patrimonial das empresas de distribuição, que não foram privatizadas. Dentre as 25 concessionárias de gás canalizado existentes, 16 apresen-

Tabela 5

Investimentos na expansão da rede de gasodutos planejados pela Petrobras		
Gasoduto	US\$ milhões	Extensão (km)
Gasoduto Sudeste-Nordeste		
GASENE	1 140	1 279
Gasodutos da Malha Norte		
Urucu-Manaus	407	387
Urucu-Porto Velho	350	522
Projeto Malhas - Nordeste	1 080	1 325
Projeto Malhas - Sudeste	690	812
Total	3 667	4 325

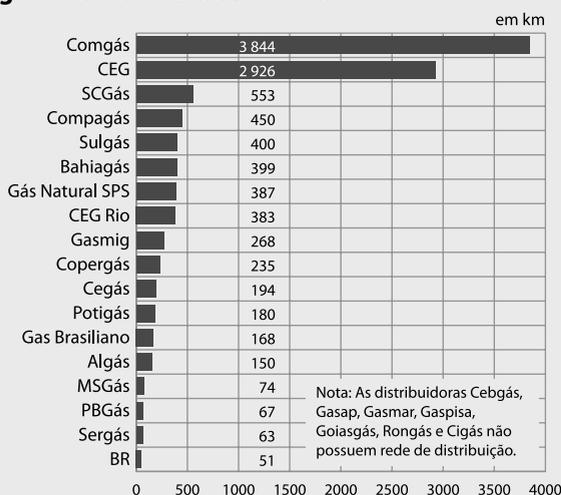
Fonte: Petrobras (2004a)

tam alguma participação dos governos estaduais, sendo Xque no caso de 3 empresas esta participação é majoritária (ver Tabela 6). A fragilidade dessas companhias reside na dificuldade financeira que se encontram os estados o que reduz a capacidade de financiamentos das concessionárias estaduais.

De acordo com levantamento realizado pela revista «Brasil Energia», entre 2003 e 2007 devem ser adicionados cerca de 5 800 km de rede distribuição. A Comgás e a CEG-Rio são as empresas que apresentarão o maior aumento na rede, cerca de 1 500 e 2 200 km, como mostra o Gráfico 14. Ou seja, 64% da expansão está concentrada nos maiores mercados do Sudeste. Para a expansão das redes fora destes mercados, novos formatos de financiamento terão de ser introduzidos e a alternativa de privatização não pode ser descartada.

Gráfico 13

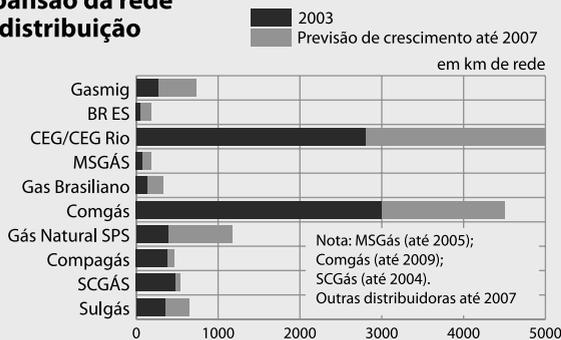
Extensão da rede das concessionárias de gás natural no Brasil em 2004



Fonte: Empresas Distribuidoras

Gráfico 14

Expansão da rede de distribuição



Fonte: Revista Brasil Energia (2003)

Conclusões

Após dois anos do Governo Lula, indefinições importantes circundam a promoção dos investimentos privados no setor de petróleo, energia elétrica e gás natural. No caso da energia elétrica, os investimentos em geração ainda mostram um baixo dinamismo, o que pode levar a uma escassez de energia no final da década. A atração de novos investimentos dependerá das condições contratuais e de preços a serem oferecidos nos leilões de energia nova que deverão ocorrer em 2005. Para que a oferta atenda adequadamente o aumento da demanda nos próximos anos, são estimados investimentos anuais da ordem de US\$4,7 bilhões (ou R\$13,6 bilhões) somente na geração de energia elétrica, o equivalente a quase cinco vezes o investimento total da Eletrobrás em 2004 (R\$2,85 bilhões). No segmento de transmissão os investimentos tem sido realizados, porém não no compasso indicado pelo ONS e de forma a evitar a degradação das

Tabela 6

Composição acionária das distribuidoras de gás natural

Empresa	Estado	Petrobras	BG	Shell	Gas Natural	Cemig	Copel	CEB	CS Part.	Gaspert	ENI	Dutopar	Bndespar	Pluspetrol	Vicunha	Termogás
Algás (AL)	17,0%	41,5%								41,5%						
BahiaGás (BA)	17,0%	41,5%								41,5%						
CEBGás (DF)		32,0%						17,0%								
CEG (RJ)					54,2%								34,6%	2,3%		
CEG Rio (RJ)		25,0%			72,0%									3,0%	41,5%	
Cegás (CE)	17,0%	41,5%														
Cigás (AM)	100,0%															
Comgás (SP)			72,7%	23,2%												
Compagás (PR)		24,5%					51,0%					24,5%				
Copergás (PE)	17,0%	41,5%								41,5%						
Gás Brasileiro (SP)											100,0%					
Gás Natural SPS (SP)					100,0%											
Gasap (AP)	25,5%	37,3%							37,3%							51,0%
Gasmar (MA)	25,5%	23,5%														
Gasmig (MG)		40,0%				55,2%										
Gaspisa (PI)	25,5%	37,3%														37,3%
GoiásGás (GO)	17,0%	30,5%														
MgGás (MS)	51,0%	49,0%														
PBgás (PB)	17,0%	41,5%								41,5%						
Petrobras (ES)		100,0%														
Potigás (RN)	17,0%	83,0%														
Rongás (RO)	17,0%	41,5%														41,5%
SCGás (SC)	17,0%	41,0%								41,0%						
Sergás (SE)	17,0%	41,5%								41,5%						
Sulgás (RS)	51,0%	49,0%														

Fonte: Empresas distribuidoras

condições de segurança e minimizar os riscos de distúrbios no suprimento de energia. Entre Janeiro e Abril de 2005 verificaram-se 11 interrupções no fornecimento devido a problemas com a rede de transmissão.

Na distribuição de energia elétrica ocorreu uma importante elevação dos investimentos desde 1999 e uma melhoria nos indicadores de qualidade. Entre 2001 e 2002 as empresas distribuidoras foram negativamente afetadas pela conjuntura macroeconômica, pelo adiamento dos repasses dos custos de energia e encargos tarifários e pelo racionamento. A partir de 2004 a retomada do crescimento econômico, a forte expansão do mercado de energia elétrica e a valorização do dólar conduziram a uma melhora geral nos indicadores financeiros e a elevação da lucratividade das empresas. A postergação desses repasses para as tarifas de distribuição eleva as incertezas sobre o retorno dos ativos, o que pode incrementar o custo do capital para as empresas e inibir futuros investimentos. A existência desses ativos regulatórios é uma evidência do risco regulatório que permeia os contratos de concessão e os investimentos feitos pelas empresas.

Em relação ao setor de petróleo e gás natural, vê-se uma crescente hegemonia da Petrobras e uma maior utilização da estatal como instrumento das políticas governamentais, o que dificulta a entrada de investimentos privados. Nos resultados das licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural realizadas pelo Governo Lula, se verifica uma crescente participação da Petrobras e uma tendência de queda nos investimentos estrangeiros destinados à extração de petróleo e serviços relacionados.

Em relação ao gás natural, o esforço de incrementar sua participação na matriz energética brasileira exigirá a expansão sustentada da rede de transporte e distribuição. No segmento de transporte, os investimentos planejados estão concentrados quase que exclusivamente na Petrobras. Esta concentração de investimentos na rede de transporte nas mãos da Petrobras tem levado a discussão sobre a necessidade de um novo arcabouço institucional para o gás natural. Uma lei para o gás natural traria maior segurança para os investimentos em transporte e, com isso, introduziria mecanismos para maior participação dos agentes privados, em parceria ou não com a Petrobras.

Uma barreira importante para os investimentos no setor de distribuição é a estrutura patrimonial das empresas de distribuição, que não foram privatizadas. A dificuldade de financiamento enfrentada pelos governos estaduais restringe a capacidade de financiamentos dessas concessionárias estaduais. Desta maneira, a expansão da rede fica concentrada nos maiores mercados do Sudeste. Para a expansão das redes fora destes mercados, novos formatos de financiamento terão de ser introduzidos e a alternativa de privatização não pode ser descartada.

Notas

- 1 *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe* 2004 (CEPAL, Março de 2005). Ver [<http://www.eclac.cl/>].
- 2 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), *Relatório Anual* 2001. Ver [<http://www.ons.org.br/>].
- 3 Dado refere-se ao consumo efetivo mais perdas (carga própria de energia).
- 4 ONS, *Relatório Anual* 2005.
- 5 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2004). Ver [<http://www.ccee.org.br/>].
- 6 José Márcio Camargo, *Setor Elétrico Brasileiro: cenários de crescimento e requisitos para a retomada de investimentos* (São Paulo: Tendências Consultoria, 2003).
- 7 ONS, *Relatório Anual* 2002.
- 8 *Idem*, *Relatório Anual* 2003.
- 9 *Idem*, *Relatório Anual* 2004.
- 10 A severidade é um índice normalizado, dado pela divisão de um valor estimado da energia interrompida (em MWh) por uma base de potência em MW. O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. A severidade é então expressa em sistema-minuto. Este índice captura não apenas a habitualidade prevista para as falhas do sistema, mas também o impacto das mesmas.
- 11 Custo de R\$599 000 por km de linha de transmissão e R\$154 000 por MVA de capacidade de transformação, conforme apresentado ONS, *Relatório Anual* 2004: valores de Junho de 2004.
- 12 *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe* 2004 (CEPAL, Março de 2005).
- 13 Essa amostra representa cerca de 80% do total de energia elétrica distribuída no Brasil.
- 14 O estudo da ABRADDE considerou um conjunto de distribuidoras que representam 66% do mercado de distribuição, o que resultou no total de R\$11 bilhões em ativos regulatórios. Para estimar os R\$16 bilhões a ABRADDE assumiu que os 33% restante do mercado possuem o mesmo valor médio da amostra.
- 15 Entre 1999 e 2004 três empresas saíram das atividades de exploração e produção no país: a Koch devolveu seus blocos para a ANP, enquanto a Phillips e a Samson venderam suas participações em blocos exploratórios para a Petrobras e a norueguesa Statoil.
- 16 Dos 419 bilhões de m3 adicionados com as descobertas na Bacia de Santos, 78 bilhões de m3 já foram comprovadas e 341 bilhões de m3 estão sendo analisados. Consultar Petrobras, *Relações com o Investidor: Informações Financeiras* (2005); e, Agência Nacional do Petróleo (ANP), *Reservas* (2005). Ver [<http://www.petrobras.com.br/>] e [<http://www.anp.gov.br/>], respectivamente.
- 17 O gás pode ainda ser transportado comprimido (GNC) em cilindros de alta pressão, por barcaças ou caminhões, ou liquefeito (GNL) em navios criogênicos.
- 18 ANP, *Boletim Mensal do Gás Natural* (2005).

Fontes dos gráficos e tabelas

- ABEGÁS (2005), Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, Malha de gasodutos aumenta no país. Disponível em www.abegas.org.br, acesso em Março de 2005.
- ABRADEE (2005), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Banco de Dados. Disponível em www.abradee.org.br, acesso em Abril de 2005.
- ABRADEE (2005a), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Impacto dos Ativos Regulatórios sobre o Resultado das Empresas, São Paulo, 29/3/2005.
- ANEEL (2005), Agência Nacional de Energia Elétrica, Resumo Geral do Acompanhamento das Usinas Elétricas, Versão de Março de 2005. Disponível em www.aneel.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- ANEEL (2005a), Agência Nacional de Energia Elétrica, Resultado das Licitações de Linhas de Transmissão. Disponível em www.aneel.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- ANEEL (2005b), Agência Nacional de Energia Elétrica, Relatório de Acompanhamento das Linhas de Transmissão, Versão de Março de 2005. Disponível em www.aneel.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- ANEEL (2005c), Agência Nacional de Energia Elétrica, Relatório de Acompanhamento de Subestações, Versão de Março de 2005. Disponível em www.aneel.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- ANP (2005), Agência Nacional do Petróleo, Brasil Rounds, Resumo das Rodadas. Disponível em www.brasil-rounds.gov.br, acesso em Março de 2005.
- ANP (2005a), Agência Nacional do Petróleo, Boletim Mensal do Gás Natural. Disponível em www.anp.gov.br, acesso em Março de 2005.
- API (2005), *American Petroleum Institute*. Disponível em www.api.org, acesso em Abril de 2005.
- BACEN (2005), Banco Central do Brasil, Notas Econômico-Financeiras para a Imprensa, Setor Externo. Disponível em www.bacen.gov.br, acessos mensais.
- CNE (2005), *Comisión Nacional de Energía, Boletín Mensual de Estadísticas de Gas Natural*, Março de 2005. Disponível em www.cne.es, acesso em Abril de 2005.
- CRE (2005), *Comisión Reguladora de Energía, Estadísticas*. Disponível em www.cre.gob.mx, acesso em Abril de 2005.
- EIA (2001), *Energy Information Administration, Natural Gas Transportation – Infrastructure Issues and Operational Trends*, Outubro de 2001. Disponível em www.eia.doe.gov, acesso em Março de 2005.
- EIA (2005), *Energy Information Administration, us Petroleum Prices*. Disponível em www.eia.doe.gov, acesso em Março de 2005.
- GAZ DE FRANCE (2005). Disponível em www.gazdefrance.com, acesso em Abril de 2005.
- MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO (2005), Orçamento de Investimento Contas Públicas. Disponível em www.planejamento.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- MME (2005), Ministério de Minas e Energia, Notícias, MME apresenta balanço de realizações 2004/2003. Disponível em www.mme.gov.br, acesso em Abril de 2005.
- ONS (2002), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2003 a 2005 – Sumário Executivo. Disponível em www.ons.org.br, acesso em abril de 2005.
- ONS (2003), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na

- Rede Básica – Período 2004 a 2006 – Sumário Executivo. Disponível em www.ons.org.br, acesso em Abril de 2005.
- ONS (2004), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2005 a 2007 – Sumário Executivo. Disponível em www.ons.org.br, acesso em abril de 2005.
- PETROBRAS (2004), Relações com o Investidor, Plano Estratégico. Disponível em www.petrobras.com.br, acesso em 2004.
- PETROBRAS (2004a), Reservas e Produção no Brasil, Apresentação da Semana do Gás Natural, Instituto de Engenharia de São Paulo, Mauro da Silva Sant’Anna, Dezembro de 2004.
- PETROBRAS (2005), Relações com o Investidor, Informações Financeiras. Disponível em www.petrobras.com.br, acesso em Março de 2005.
- REVISTA BRASIL ENERGIA (2003), Especial – Mercado de Gás no S/SE/CO. Novembro de 2003.
- SEDIGAS (2005), *Sociedad para el Estudio y Desarrollo de la Industria del Gas, Avance Estadístico 2004*. Disponível em www.sedigas.es, acesso em Abril de 2005.
- TGN (2005), *Transportadora de Gas del Norte, Sistema TGN*. Disponível em www.tgn.com.ar, acesso em Abril de 2005.
- TGS (2005), *Transportadora de Gas del Sur, Sistema de Gasoductos de TGS*. Disponível em www.tgs.com.ar, acesso em Abril de 2005.