JULIO CESAR PINHO

O PAPEL DA PETROBRAS COMO INVESTIDOR ESTRATÉGICO EM TERMELETRICIDADE

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia do IEE – Instituto de Energia e Eletrotécnica - da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração: Análise Econômica e Institucional de Sistemas Energéticos.
Orientador: Prof. Dr. Francisco Anuatti.

SÃO PAULO
2004

INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA USP
BIBLIOTECA Prof. Fonseca Telles
Nº 00 4

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinho, Julio Cesar

O papel da Petrobrás como investidor estratégico em termeletricidade / Julio César Pinho. São Paulo, 2004.
137p.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP,FEA,IEE,IF) da Universidade de São Paulo, 2004.
Orientador: Prof.. Dr.. Francisco Anuatti

1.Geração termelétrica 2. Planejamento estratégico. 3. custo de transação I.Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Relatório de Defesa

Relatório de defesa pública de Dissertação do(a) Senhor(a) Julio Cesar Pinho no Programa: Interunidades em Energia, do(a) Interunidades em Energia da Universidade de São Paulo.

Aos 28 dias do mês de maio de 2004, realizou-se a Defesa da Dissertação do(a) Senhor(a) Julio Cesar Pinho, apresentada para a obtenção do título de Mestre em Energia, intitulada:

"O papel da Petrobras como investidor estratégico em termeletricidade"

Após declarada aberta a sessão, o(a) Sr(a) Presidente passa a palavra aos examinadores para as devidas argüições que se desenvolvem nos termos regimentais. Em seguida, a Comissão Julgadora proclama o resultado:

Nome dos Participantes da Banca	Vínculo do Docente	Sigla da Unidade	Resultado
Francisco Anuatti Neto	Presidente	FEARP	aprovado
Ildo Luis Sauer	Suplente	IEE	aprovado
Richard Lee Hochstetler	Titular	Docente Externo	aprovado
Resultado Final:			
Parecer da Comissão Julgadora			

Eu, p/ Adaljisa Furlan da Paixao _____, Secretária, lavrei a presente ata, que assino juntamente com os(as) Senhores(as). São Paulo, aos 28 dias do mês de maio de 2004.

Ildo Luis Sauer

R. L. Hochstetler
Richard Lee Hochstetler

Francisco Anuatti Neto
Orientador(a)

Homologado pela CPG
em 16/06/2004

Obs: Se o candidato for reprovado por algum dos membros, o preenchimento do parecer é obrigatório.

Nos termos do artigo 110, do RG-USP, encaminhe-se o presente relatório à CPG, para homologação.

Impresso em: 27/05/2004

DEDICATÓRIA

À Universidade de São Paulo,
Pelo inesgotável universo do conhecimento que eu descobri aqui
E por ter me abertas algumas das suas portas inumeráveis.
À Petrobras,
Pela longa história de realizações, sucesso e empreendedorismo,
Pelos homens e mulheres que fizeram esta bela história,
E pelos seus 50 anos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pela eterna confiança, amor e dedicação, sem os quais qualquer esforço seria mais difícil; qualquer caminho, mais tortuoso; qualquer obstáculo, mais desalentador; e pelas suas preces, nas quais eu sempre acreditei.

Ao Prof. Dr. Francisco Anuatti pela orientação, tolerância e compreensão; pelo domínio do instrumental econômico e pela disposição em torná-lo sempre transparente, acessível e desafiador.

Ao Prof. Dr. Ildo Luís Sauer, pelo exemplo de coerência intelectual e ideológica, pelo ensino cheio de entusiasmo e dedicação, e pela grata oportunidade de compartilhar conversas e debates.

Aos Profs. Drs. Richard Hochstetler, Virgínia Parente e Edmílson Moutinho dos Santos pela participação na minha banca e pelos comentários claros, importantes e, muitas vezes, reveladores de leituras originais dos problemas do setor energético brasileiro.

Aos colegas da Petrobras que puderam, de diferentes maneiras, colaborar para a execução deste trabalho, alguns com informações importantes, outros com pensamentos esclarecedores, todos com a amizade valiosa.

Aos professores, colegas e funcionários do IEE que, desde o começo, compartilharam os caminhos, as descobertas e as dificuldades da vida acadêmica.

À Thalita Vianna pelas suas palavras, mostrando que não há nada mais inestimável que alguém para nos ouvir e nos entender; pelo seu sorriso, mostrando que a felicidade e a beleza estão sempre dentro de nós; e pelo seu olhar, mostrando que não há sentimento maior que o amor.

RESUMO

Este estudo procura abordar os interesses da Petrobras S.A. nos seus investimentos em geração termelétrica com gás natural. Para tanto, analisa, primeiro, as características da matriz energética brasileira e a possibilidade de inserção do gás natural nessa matriz, confrontando-se com as restrições existentes ao suprimento deste energético, bem como dos meios para a superação destas restrições. Após esboçar a crise que se configurou no setor elétrico brasileiro nas décadas de 80 e 90, passa a tratar das medidas governamentais e privadas para a superação desta crise, buscando incentivar acréscimos rápidos na capacidade de geração. Em seguida, detém-se na caracterização dos contratos de *project finance*, suas características e sua aplicação no Brasil. Por fim, considera os objetivos da Petrobras S.A. na sua decisão de investir em geração termelétrica, via contratos *project finance,* para, então, avaliar em que medida estes objetivos foram alcançados.

Palavras-chave: geração termelétrica, planejamento estratégico, custo de transação.

ABSTRACT

This study is intended to analyze the interests of PETROBRAS S.A. concerning its investments in thermoelectric generation powered by natural gas. In order to achieve that aim, initially the characteristics of the Brazilian energetic matrix and the possibility of insertion of natural gas in such matrix are analyzed considering the current restrictions to the supply of that fuel and the means for overcoming those restrictions. After an outline of the crisis that developed in the Brazilian electrical sector during the eighties and nineties, this study starts to deal with the governmental and private measures aiming the recovery from that crisis, trying to encourage quick additions to the capacity of generation. Next it draws attention to the making of project finance contracts, to their characteristics and to their use in Brazil. Finally, it considers the objectives of PETROBRAS S.A. concerning that company's decision to invest in thermoelectric generation via project finance contracts for, then, evaluate to which measure those objectives have been fulfilled.

Keywords: thermoelectric generation, strategic planning, transaction costs.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Produção de energia primária (em 10^3 tep)..... 15
Tabela 2.2: Evolução do consumo final por fonte (em 10^3 tep)..... 20
Tabela 2.3: Fluxos de gás natural no Brasil (em 10^6 m^3) 23
Tabela 2.4: Emissões padrões em atividades energéticas por tipo de combustível e uso final..... 31
Tabela 2.5: Segmentos de uso do gás natural e seus principais concorrentes..... 34
Tabela 2.6: Consumo final energético de gás natural por setor (milhões de m^3)..... 35
Tabela 3.1: Riscos anuais de déficit maiores que 5% do mercado (%) 44
Tabela 3.2: Evolução do parque termelétrico no sistema de geração brasileiro..... 46
Tabela 3.3: As metas de termeletricidade do PPT..... 48
Tabela 3.4: Potencial de ganhos de eficiência com repotenciação..... 51
Tabela 3.5: Termelétricas em operação com cogeração a gás natural..... 53
Tabela 3.6: Potenciais inventariados, existentes e aproveitados e índices de aproveitamento por bacia..... 54
Tabela 5.1: Participações da Petrobras em plantas de cogeração..... 99
Tabela 5.2: Participações da Petrobrás em usinas termelétricas..... 100
Tabela 5.3: Usinas termelétricas com participação da Petrobras em operação..... 115
Tabela 5.4: Preços futuros de energia estimados pelo simulador NEWAVE e utilizados nos estudos de viabilidade técnica e econômica..... 119
Tabela 5.5: Demonstração de Resultados da Área de Gás e Energia..... 120

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Produção de gás natural no Brasil, por Estado (milhões de m3 – 2002)..... 25
Figura 2.2: Rede de gasodutos em operação, implantação e estudo no Brasil e gasodutos de interligação com países limítrofes..... 27
Figura 4.1: Os elementos básicos de um *project finance*..... 63
Figura 4.2: Quadro de riscos de um *project finance*..... 67
Figura 4.3: Componentes de estrutura clássica de um produtor independente de energia (PIE)..... 72
Figura 5.1: Planejamento estratégico da Petrobras: Missão e Visão 2010..... 81
Figura 5.2: Estratégias corporativas para o mercado de gás e energia..... 82
Figura 5.3: Benefícios para a Petrobras..... 104
Figura 5.4: Modelos de negócio em investimentos termelétricos..... 114

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO 9

2 – A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E O GÁS NATURAL 14

2.1 – Características da matriz energética brasileira 14

2.2 – O suprimento de gás natural 22

2.3 – Oportunidades para o gás natural 30

3 – FATORES ENSEJADORES DA EXPANSÃO TERMELÉTRICA 40

3.1 – A queda dos investimentos e a crise da expansão 42

3.2 – O Programa Prioritário de Termelétricas 46

4 – OS CONTRATOS DE *PROJECT FINANCE* 59

4.1 – Estrutura e características de um contrato de *project finance* 61

4.2 – Critérios de viabilidade e riscos 65

4.3 – *Project finance* no Brasil 69

5 – O POSICIONAMENTO DA PETROBRAS COMO EMPRESA DE ENERGIA E SEUS INVESTIMENTOS EM TERMELETRICIDADE 76

5.1 – Planejamento Estratégico da Petrobras 77

5.2 – A integração vertical e os custos de transação 88

5.3 – Atuação da Petrobras em geração de energia e sua participação no PPT 95

5.4 – Aspectos críticos do negócio e posicionamento da Petrobras 105

5.4.1 – A Petrobras e o Gasbol 105

5.4.2 – Estratégias de integração vertical da Petrobras na cadeia do gás natural 108

5.4.3 – A Petrobras e os investimentos em termelétricas 112

5.4.4 – A Petrobras e os contratos de *project finance* 122

6 - CONCLUSÕES 126

REFERÊNCIAS 132

1 - INTRODUÇÃO

Simultaneamente ao processo de globalização observado no mundo contemporâneo, o setor energético mundial também passou por grandes mudanças nos últimos anos. Santos *et al.* (2002, p. 22) resumem os principais pontos destas mudanças ao afirmarem que:

> [...] o aspecto realmente contundente e mais recente do movimento de globalização energética sobrevêm da conjunção de uma maior internacionalização de potenciais investidores com uma maior abertura dos mercados, impulsionada por um amplo processo de reestruturação institucional e regulatória, incluindo iniciativas importantes de privatização de ativos energéticos em vários países, gerando oportunidades de investimentos no mundo inteiro.

Este processo de globalização energética não é surpreendente se lembrarmos, em primeiro lugar, que há uma forte concentração de recursos energéticos em determinadas regiões geográficas e ainda que diferentes fontes de energia podem estar concentradas em diferentes regiões. Assim, estabelece-se naturalmente um fluxo de comércio dessas fontes entre os países.

Outro movimento relevante observado nas empresas do setor energético foi a reestruturação destas companhias, expandindo o conceito de *core business* de sua atuação. Disseminou-se a visão estratégico-organizacional de que estas empresas deveriam ter foco no fornecimento de soluções energéticas, e não apenas de eletricidade ou petróleo e gás natural, por exemplo. Associadas às oportunidades anteriormente referidas, ampliavam-se as perspectivas de atuação destas empresas, em termos geográficos e mercadológicos.

De fato, esta reconfiguração de posicionamento estratégico acabou disseminando-se por muitas empresas em diferentes partes do globo. A anglo-holandesa Shell, por exemplo, entrou no mercado de distribuição nacional de gás natural ao adquirir, em 1997, parte das ações da Comgás, em São Paulo. No mesmo ano, a empresa adquiriu também a Petrogaz Distribuidora, uma empresa paulista de engarrafamento e distribuição de GLP, que passou a

chamar-se ShellGás[1]. Entre outros empreendimentos da Shell como empresa de energia, figuram também a aquisição da divisão solar da Siemens, que tornou a Shell o quarto maior fabricante de painéis solares do mundo; a entrada em operação da UTE Cuiabá, um empreendimento de 480 MW que conta com 28% de participação acionária da companhia e a criação da Shell Energy Efficiency em 2001, uma divisão cujo objetivo é auxiliar os clientes a reduzirem seu consumo de energia. A americana Chevron-Texaco tem 6.000 MW de capacidade instalada de geração elétrica. São 47 projetos elétricos em quatro continentes. MARIOTONI & PRADO JÚNIOR (1994) ressaltaram o pioneirismo da CESP, inicialmente Centrais Elétricas de São Paulo e posteriormente Companhia Energética de São Paulo, a criarem, ainda em 1977, a Vice-Presidência Divisional de Estudos e Desenvolvimento Energético. A nova área desenvolveu uma gama variada de projetos como recuperação energética da incineração do lixo urbano, hidrogênio eletrolítico, energia solar e eólica e processos de biodigestão. De forma geral, grandes empresas do setor, como Exxon-Mobil e British Petroleum, seguiram o mesmo caminho.

Buscando conformar-se com as tendências mundiais do setor energético, a Petrobras, de empresa de petróleo e gás, passou a investir também em geração termelétrica, tem projetos de geração de energia eólica para algumas de suas unidades no Nordeste brasileiro e também já utiliza bombeio de petróleo com energia solar, dentre outros projetos com fontes alternativas. Este trabalho tem foco no programa de geração termelétrica da companhia, buscando compreender o processo que a levou a investir neste novo mercado e de que maneira estes investimentos se articulam com o seu novo Planejamento Estratégico e com o momento atual do setor elétrico brasileiro. Também dispende-se atenção para uma análise da modalidade de financiamento escolhida para estes projetos: o *project finance*.

A conjugação destes fatores, somada às reformas institucionais ocorridas nos setores elétrico e de petróleo e gás no Brasil ao longo da década de 90, provocou alterações na estrutura destes setores, seja no conjunto dos agentes econômicos que operam neles, seja na composição da matriz de suprimento energético. No caso brasileiro, outro fator veio

[1] A ShellGás, detentora de um *market share* de 4,5% do mercado de GLP, foi posteriormente vendida para o Grupo Ultra, em agosto e 2003.

favorecer a entrada de novos investidores: a crise do racionamento. A implantação de usinas termelétricas, solução adotada pelo governo para prover um acréscimo de curto prazo na capacidade de geração elétrica do país, abriu espaço para que novos grupos empresariais pudessem iniciar suas operações no setor energético brasileiro.

Considerando todo o quadro exposto até aqui, este trabalho procura reconstituir os movimentos da Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A) nesta direção. O objetivo é entender como a empresa posicionou-se estrategicamente na geração termelétrica, dado o grande acréscimo na oferta de gás natural representado pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e o cenário de crise que se configurava no setor elétrico brasileiro.

No segundo capítulo, inicia-se uma avaliação da matriz energética brasileira, suas principais características, suas fontes de energia mais utilizadas e a distribuição do seu consumo pelos diferentes setores da economia. Em seguida, trata-se das perspectivas de aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira e do problema do suprimento deste combustível, fator que levou à inviabilização deste objetivo em outras ocasiões. No mesmo capítulo ainda avalia-se, com mais detalhe, as oportunidades que o cenário energético brasileiro colocava para a expansão do gás natural.

No capítulo seguinte, é abordada a crise financeira que levou à quase paralisação dos investimentos no parque gerador hidrelétrico nacional, decorrente de questões externas, como a queda da liquidez dos mercados internacionais de crédito no início dos anos 80, e de questões internas, como o agravamento das condições de financiamento do setor elétrico promovida pela Constituição de 1988. Definido o quadro que configurou a crise do setor elétrico, este trabalho aborda a Programa Prioritário de Termelétricas, instituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia e entendido por este como uma solução emergencial para a crise na geração de energia elétrica. Suplementarmente, analisa-se a existência de outras opções para suprir o *déficit* da geração.

No quarto capítulo, é apresentada a estrutura de um contrato de *project finance*, modalidade de financiamento pretendida para a quase totalidade dos empreendimentos termelétricos.

Entendendo-se o processo de viabilização desses contratos torna-se possível inferir algumas razões do sucesso ou insucesso do uso dessa modalidade nos projetos em questão.

No quinto capítulo, finalmente, aborda-se o posicionamento da Petrobras como empresa de energia dentro do processo de reformulação do seu Planejamento Estratégico. Assim, seguindo uma lógica de integração vertical na cadeia do gás natural, a empresa realiza investimentos em projetos de geração termelétrica. Os objetivos desses investimentos vão desde a garantia de melhores condições operacionais para suas unidades produtivas como a necessidade de monetização das reservas de gás natural. As conclusões são apresentadas posteriormente, no sexto capítulo.

Este trabalho procura, de maneira geral, refletir sobre algumas questões de importância fundamental e estratégica que permearam, e ainda permeiam, a história recente do setor energético brasileiro. Depois de um momento de crise como o ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, quando os consumidores brasileiros conviveram com uma meta de redução do consumo de energia de 20%, a sociedade precisa discutir e redefinir os rumos da sua política energética. Calcula-se que as perdas decorrentes da queda de atividade industrial e da fuga de investimentos sejam da ordem de US$ 10 bilhões[2]. Por outro lado, o racionamento mostrou a capacidade de mobilização da sociedade brasileira para a realização de um objetivo social mais amplo, ainda que a irremediabilidade do racionamento seja uma questão tão polêmica.

O que importa, neste momento, é repensar o futuro energético que se almeja para a nossa sociedade. Diferentes opções tecnológicas irão conduzir, inevitavelmente, a diferentes arranjos de interesses, repartindo os benefícios e os prejuízos de maneira diferente para os setores da nossa sociedade. Estas opções devem contemplar princípios relevantes como o da preservação e melhoria das condições ambientais, da modicidade tarifária para que não se promova uma exclusão energética, da universalização do acesso à energia e busca de uma maior racionalidade energética.

[2] Revista Brasil Energia, n. 256, março de 2002.

Este trabalho não pretende, naturalmente, esgotar o debate sobre estes temas e, sequer, pretende abordá-los com a profundidade que nosso momento histórico exige. Seu foco de trabalho restringe-se a interpretar os movimentos de um importante agente no setor energético brasileiro e avaliar, na medida do possível, em que medida estes movimentos estão consoantes com os objetivos definidos no seu planejamento estratégico e com os princípios há pouco relacionados.

2 – A Matriz Energética Brasileira e o Gás Natural.

As sociedades modernas, no seu longo processo de desenvolvimento e industrialização, são resultantes de uma linha evolutiva que teve origem na Revolução Industrial. Uma das características marcantes deste processo foi o desenvolvimento de tecnologias e processos dependentes de energia. Para solucionar as questões que o desenvolvimento colocava para estas sociedades, em relação ao suprimento energético, foram obtidas diferentes soluções, considerando as especificidades econômicas, históricas, sociais e geográficas de cada sociedade.

Primeiramente, o problema do suprimento energético foi resolvido com a utilização de combustíveis fósseis, notadamente lenha e carvão, até a preponderância do petróleo e da energia elétrica, tanto como insumo para os mais diversos processos como para consumo final. O desenvolvimento tecnológico de alternativas energéticas, como a fissão nuclear, ampliou as possibilidades de diversificação de suprimento. Contudo, restrições geográficas, ambientais, econômicas ou sociais restringiram a capacidade de muitos países na utilização de novas fontes de energia.

2.1 - Características da matriz energética brasileira.

No caso da matriz energética brasileira percebemos uma alteração do perfil de fontes predominantes ao longo do tempo. Durante a maior parte de nossa história, o energético de maior uso foi a lenha. Como a tabela 2.1 permite observar, em 1970 ela ainda representava 64,2% da produção de energia primária no Brasil, e só foi superada pelos derivados de petróleo ao longo dos anos 80, pois, em 1990, a lenha ainda ocupava o segundo lugar na produção de energia primária, responsável por 26,5% da produção, ao passo que os derivados de petróleo eram responsáveis por 30,2%.

Tabela 2.1 – Produção de Energia Primária (em 10^3 tep).

Fontes	1970 (%)	1980 (%)	1990 (%)	2000 (%)	2002 (%)
Energia primária não-renovável	**10.535 (21,2)**	**13.929 (21,0)**	**40.748 (37,9)**	**79.653 (52,0)**	**95.910 (55,1)**
Petróleo	8.162 (16,4)	9.256 (13,9)	32.550 (30,2)	63.723 (41,6)	75.124 (43,1)
Gás Natural	1.256 (2,5)	2.189 (3,3)	6.233 (5,8)	13.185 (8,6)	15.453 (8,9)
Carvão Vapor	614 (1,2)	1.493 (2,2)	1.595 (1,5)	2.603 (1,7)	1.935 (1,1)
Carvão Metalúrgico	504 (1,0)	991 (1,5)	320 (0,3)	10 (0,0)	63 (0,0)
Urânio (U308)	0 (0,0)	0 (0,0)	51 (0,0)	132 (0,1)	3.335 (1,9)
Energia primária renovável	**39.097 (78,8)**	**52.947 (79,0)**	**66.884 (62,1)**	**73.556 (48,0)**	**78.263 (44,9)**
Energia Hidráulica	3.422 (6,9)	11.241 (16,7)	17.770 (16,5)	26.168 (17,1)	24.495 (14,1)
Lenha	31.852 (64,2)	30.415 (46,8)	28.537 (26,5)	23.054 (15,0)	23.546 (13,5)
Produtos da Cana-de-Açúcar	3.601 (7,3)	10.196 (14,0)	18.451 (17,1)	19.895 (13,0)	25.272 (14,5)
Outras fontes primárias renováveis	223 (0,4)	1.094 (1,5)	2.126 (2,0)	4.439 (2,9)	4.954 (2,8)
Total	**49.632 (100,0)**	**68.981 (100,0)**	**107.632 (100,0)**	**153.208 (100,0)**	**174.173 (100,0)**

Fonte: Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br).

As razões para a longa predominância da lenha na matriz energética brasileira são fáceis de serem entendidas. Em primeiro lugar, a grande disponibilidade de lenha em diferentes

regiões do país permite o seu uso a um custo muito reduzido e, para muitas comunidades isoladas e carentes, sem custo monetário algum. Mesmo hoje, em comunidades não tão isoladas, onde o uso de gás liquefeito de petróleo (GLP) para cocção é bem difundido, aumentos de preço do GLP levam à sua imediata substituição pela lenha. A incapacidade de fiscalização dos órgãos ambientais não consegue impedir a utilização indiscriminada da vegetação para uso combustível e mesmo em grandes centros econômicos há um grande mercado, muitas vezes irregular, de venda de lenha para o setor comercial.

O uso dos derivados de petróleo sofreu um ligeiro declínio ao longo dos anos 70 (de 16,4% em 1970 para 13,9% em 1980) devido, evidentemente, aos choques de preço ocorridos em 1973 e 1979. Já a partir doas anos 80 ele começa a elevar sua participação na produção de energia primária, passando para 30,2% em 1990 e 41,6% em 2000. Este desempenho está relacionado aos esforços do Governo Federal, via Petrobras, em investir na exploração e produção de petróleo no território nacional na tentativa de redução da dependência do petróleo importado. Nos anos 80 foram descobertos reservas gigantes de petróleo na Bacia de Campos, como os campos de Marlim e Roncador.

Paralelamente à redução da participação do petróleo nos anos 70. A tabela 2.1 também revela um aumento substancial da participação da energia hidráulica, saltando de 6,9% em 1970 para 16,7% em 1980. Como o país sempre dispôs de grandes potenciais hidráulicos, uma outra frente de investimentos para redução da dependência do petróleo importado ocorreu com o maior aproveitamento deste potencial. Os aumentos dos preços de petróleo criaram um fluxo de renda para os países exportadores que terminaram por criar uma grande liquidez nos mercados internacionais de crédito. Com a disponibilidade de capital internacional a baixas taxas de juros, o Governo Federal, neste período, deu início a grandes projetos de aproveitamento hidrelétrico (com grandes reservatórios), como as usinas de Tucuruí e Itaipu.

Este avanço do parque gerador hidráulico no Brasil merece ser observado com mais atenção porque resultou em uma grande oferta de energia a tarifas de fornecimento muito

baixas, e quando se discute a maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira, Santos *et al.* (2002, p. 107) afirmam que:

> [...] no Brasil, o papel de maior importância a ser reservado para o gás natural é o de substituir a energia elétrica usada na eletrotermia, isto é, no aquecimento industrial de processos ou na geração de vapor através da eletricidade. No passado, a eletrotermia foi incentivada no Brasil, pois havia abundância de geração hidrelétrica e o petróleo importado era caro.

Talvez a maior evidência do incentivo da eletrotermia no setor produtivo brasileiro, tenha sido o fato de o país ter conseguido atrair investimentos multinacionais de indústrias eletrointensivas, como a indústria de alumínio, atraídas pelo baixo custo da energia elétrica. Leite (1997, p. 263) conta que:

> [...] em 1983, foi criada no DNAEE[3] uma comissão especial para viabilizar o programa de substituição de energéticos importados por eletricidade [...] Houve intenso programa de substituição de caldeiras a óleo por caldeiras elétricas, cujo investimento em alguns casos se pagava em poucos meses com a economia do valor do combustível.

Contudo, os benefícios sociais e econômicos da grande expansão de geração hidráulica não se distribuíram igualmente por todos os segmentos sóciais, pois parcelas significativas da população brasileira ainda não têm acesso à energia elétrica e aos benefícios que ela representa em termos de qualidade de vida.

Os produtos da cana-de-açúcar também têm um papel importante na produção e energia primária. Aqui contribuem, sobretudo, o álcool anidro e hidratado, utilizados como combustíveis[4], e o bagaço da cana, utilizado na geração de energia e vapor em processos de cogeração. O Proálcool, criado em 1975, conseguiu desenvolver um combustível a partir de uma fonte renovável e o desenvolvimento de tecnologia para a sua aplicação na indústria automobilística obteve grande sucesso, verificado na frota de carros a álcool que chegou a

[3] Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.
[4] O álcool anidro é adicionado em proporções variáveis à gasolina, servindo inclusive como *booster* de octanagem, desde a implementação do Proálcool, em 1975. A partir de 1980, iniciou-se a produção de álcool hidratado, utilizado isoladamente como combustível.

existir no país. Em 1986, por exemplo, 76,04 % dos veículos produzidos no Brasil saíam das montadoras com motores a álcool. Entretanto, a cana-de-açúcar produzida poder ser utilizada como insumo para a produção de álcool ou de açúcar. Assim, quando os preços do açúcar no mercado internacional se elevam, as usinas aumentam a sua produção, em detrimento do suprimento de álcool. Esta incerteza no abastecimento chegou a níveis críticos ao longo dos anos 90, resultando na falta de credibilidade do setor que, associada às reduções dos preços internacionais de petróleo, reduziam a vantagem competitiva dos carros a álcool. Os consumidores começaram a abandonar a tecnologia e, por conseqüência, as montadoras desinteressaram-se pela sua produção, o que justifica a queda da participação verificada de 1990 (17,1%) para 2000 (13,0%). Contudo, o setor vem retomando, ainda que timidamente, o seu espaço, pois tecnologias como a dos carros bicombustíveis (*flex fuel*) reduzem esta incerteza ao permitir o uso tanto de álcool quanto de gasolina.

Em relação ao gás natural, sua participação na produção de energia primária sugere uma evolução lenta. Apesar dos esforços governamentais para a sua maior inserção, os resultados esperados esbarram em uma série de restrições a este avanço, como o preço do gás natural importado e a dificuldade de atender uma demanda maior em função da necessidade de investimentos em gasodutos de transporte e ramificações para distribuição. A questão do gás natural será retomada com maior profundidade nas seções seguintes deste capítulo.

Se olharmos para a evolução do consumo final por fonte, representado na tabela 2.2, notaremos as mesmas indicações gerais. Entretanto, esta tabela permite observar algumas particularidades do perfil de consumo final no Brasil. Verificamos, mais uma vez, a preponderância dos derivados de petróleo, com participação de 49% em 2000, seguida da eletricidade, com participação de 16,6% no mesmo ano. Contudo, olhando com mais atenção para o grupo dos derivados de petróleo, observamos que o consumo final de óleo diesel chega a superar, ligeiramente, o consumo final de eletricidade.

Neste ponto, é importante fazer uma referência à metodologia adotada pelo Ministério de Minas e Energia quanto à unidade adotada para expressar os fluxos de energia. Naturalmente, é importante adotar uma única unidade de medida para a expressão dos fluxos energéticos que conformam os balanços de energia. A unidade básica adotada é a tonelada equivalente de petróleo (tep), visto estar relacionada diretamente a um energético importante e expressar um valor físico. A partir do Balanço Energético Nacional 2003, o Ministério de Minas e Energia passou a adotar critérios internacionais mais usuais para estas conversões. A nova metodologia assume que: i) o petróleo de referência passou a ser de 10.000 kcal/kg; ii) todos os fatores de conversão passaram a ser determinados com base nos poderes caloríficos inferiores das fontes de energia e; iii) para a energia hidráulica passaram a ser considerados os coeficientes de equivalência teórica, onde 1 kWh = 860 kcal (conforme o primeiro princípio da termodinâmica). A definição da metodologia dos balanços anteriores destacava uma importante exceção para eletricidade ao explicar que:

> [...] à exceção da eletricidade, que leva em consideração rendimentos de processos de transformação, todos os demais produtos energéticos são convertidos para tep, levando em conta apenas os seus respectivos poderes caloríficos em relação ao poder calorífico do petróleo (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2001, p. 102).

Com esta alteração, o fator de conversão da eletricidade para tep médio passou de 0,290 MWh/ tep médio (BEN 2001) para 0,086 MWh/tep médio (BEN 2003). Em princípio, qualquer das metodologias utilizadas pode conduzir a desvios de interpretação, mas considerar que o consumo final de energia elétrica supere o consumo final de todo o conjunto de derivados de petróleo, como a antiga metodologia fazia supor, parece levar a uma superestimação do papel da eletricidade. Contudo, também não parece razoável imaginar que apenas o consumo de óleo diesel seja superior ao consumo de eletricidade.

Vale a pena notar a evolução de alguns dos concorrentes do gás natural à sua expansão na matriz energética. A eletricidade sofreu uma redução na sua participação e função, principalmente, da mudança comportamental promovida pelo racionamento, quando o nível de consumo total de eletricidade no país retrocedeu ao nível de 1998. O óleo combustível vem sofrendo uma queda acentuada da sua participação, reduzida de 15,5% para 5,5% ao

Tabela 2.2 – Evolução do consumo final por fonte (10^3 tep).

Fontes	**1970** (%)	**1980** (%)	**1990** (%)	**2000** (%)	**2002** (%)
Gás Natural	70 (0,1)	882 (0,8)	3.094 (2,4)	7.115 (4,1)	9.871 (5,6)
Carvão Mineral	88 (0,1)	512 (0,5)	992 (0,8)	2.841 (1,7)	3.016 (1,7)
Lenha	28.345 (45,6)	21.862 (20,9)	15.636 (12,3)	13.627 (7,9)	14.390 (8,1)
Bagaço de Cana	3.149 (5,1)	6.812 (6,5)	11.266 (8,8)	13.381 (7,8)	17.495 (9,9)
Outras fontes primárias renováveis	142 (0,2)	738 (0,7)	1.494 (1,2)	3.000 (1,7)	3.260 (1,8)
Gás de coqueria	250 (0,4)	668 (0,6)	1.229 (1,0)	1.247 (0,7)	1.178 (0,7)
Coque de carvão mineral	1.182 (1,9)	3.197 (3,1)	5.132 (4,0)	6.506 (3,8)	6.673 (3,8)
Eletricidade	3.410 (5,5)	10.548 (10,1)	18.711 (14,7)	28.509 (16,6)	27.642 (15,6)
Carvão vegetal	1.590 (2,6)	4.272 (4,1)	6.137 (4,8)	4.814 (2,8)	4.609 (2,6)
Álcool etílico	310 (0,5)	1.673 (1,6)	6.346 (5,0)	6.457 (3,8)	6.253 (3,5)
Outras secundárias - Alcatrão	60 (0,1)	178 (0,2)	225 (0,2)	219 (0,1)	199 (0,1)
Subtotal derivados de petróleo	23.510 (37,9)	53.038 (50,8)	57.334 (44,9)	84.238 (49,0)	82.809 (46,7)
Óleo diesel	5.393 (8,7)	15.701 (15,0)	20.944 (16,4)	29.505 (17,2)	31.694 (17,9)
Óleo combustível	6.600 (10,6)	16.210 (15,5)	9.709 (7,6)	9.500 (5,5)	8.239 (4,6)

Gasolina	7.446 (12,0)	8.860 (8,5)	7.485 (5,9)	13.319 (7,7)	12.468 (7,0)
Gás liquefeito de petróleo	1.367 (2,2)	3.043 (2,9)	5.688 (4,5)	7.855 (4,6)	7.405 (4,2)
Nafta	6 (0,0)	1.563 (1,5)	4.958 (3,9)	8.102 (4,7)	6.892 (3,9)
Querosene	1.138 (1,8)	2.190 (2,1)	2.190 (1,7)	3.242 (1,9)	3.254 (1,8)
Gás canalizado	132 (0,2)	227 (0,2)	280 (0,2)	85 (0,0)	26 (0,0)
Outras secundárias de petróleo	227 (0,4)	2.062 (2,0)	2.848 (2,2)	8.182 (4,8)	8.371 (4,7)
Produtos não-energéticos de petróleo	1.202 (1,9)	3.182 (3,0)	3.233 (2,5)	4.447 (2,6)	4.461 (2,5)
Total	**62.106 (100,0)**	**104.382 (100,0)**	**127.596 (100,0)**	**171.954 (100,0)**	**177.396 (100,0)**

Fonte: Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br)

longo de vinte anos, de 1980 a 2000. Concorre para tanto o fato de ele ser um dos principais concorrentes do gás natural e também o aumento das restrições ambientais para o seu uso. O gás canalizado, indicado na tabela anterior, é o chamado gás de rua. A Comgás, por exemplo, distribuía, até 1988, um gás proveniente do processamento do carvão, depois substituído pela nafta e, hoje, pelo gás natural, o que explica a queda do consumo final do gás canalizado, já que o gás natural é contabilizado diferentemente. O GLP tem larga penetração nos setores residencial, comercial e mesmo em algumas indústrias, contando com a vantagem de ter um sistema de distribuição a granel e em botijões independente de redes. Porém, à medida que a rede de distribuição de gás natural é ampliada, ele deve também ocupar importantes faixas destes mercados.

Depois dessa observação geral do perfil de produção e consumo da nossa matriz energética, este trabalho passa a deter-se mais na capacidade de penetração do gás natural nesta matriz.

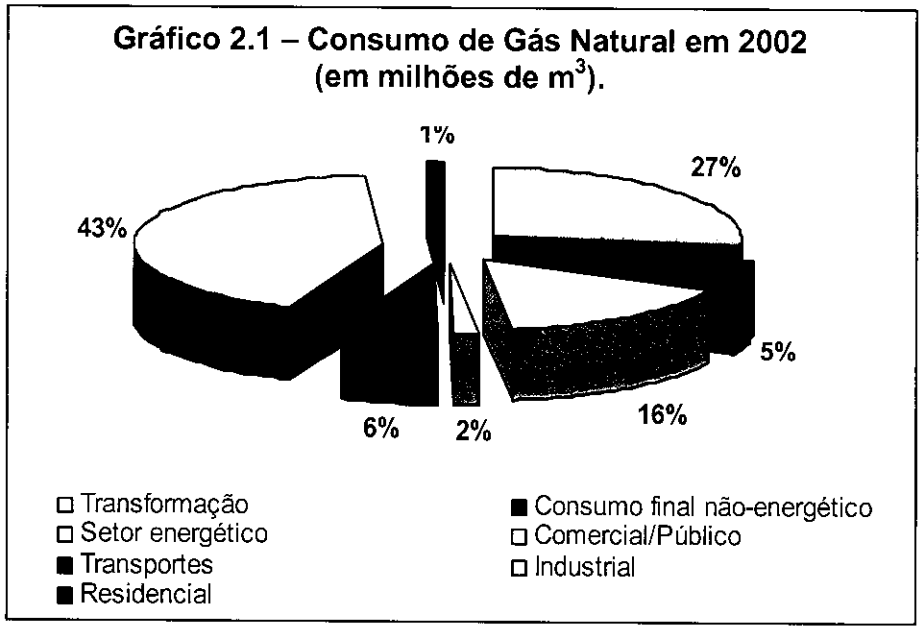
Antes, porém, é importante abordar a questão do suprimento do combustível, dado que a produção nacional não era considerada suficiente para dar sustentabilidade a esse processo.

2.2 – O suprimento de gás natural.

Utilizamos o termo gás natural como uma designação genérica de uma mistura de hidrocarbonetos gasosos resultante da decomposição da matéria orgânica fóssil no interior da Terra. Em seu estado bruto, é composto principalmente por metano, além de frações de etano, propano, butano e outros elementos. Pode ser encontrado na natureza associado ou não ao petróleo e necessita de processamento para alcançar sua forma comercial.

Os dados do Balanço Energético Nacional 2003 mostram que, em 2002, o gás natural representava 5,6% do consumo final de energia no país. Em termos mais abrangentes, considerando também o consumo para transformação[5] , o volume foi de 15.121 milhões de m^3, sendo 4.059 milhões de consumo para transformação e 11.062 milhões de consumo final. A distribuição deste consumo entre os diferentes setores da economia é ilustrada no gráfico 2.1:

[5] O BEN conceitua como setor de transformação o conjunto dos centros de transformação onde a energia que entra (primeira e/ou secundária) se transforma em uma ou mais formas de energia secundária, o que inclui, por exemplo, o gás natural usado para geração de eletricidade.



Fonte: Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br)

O papel projetado para o gás natural na matriz energética brasileira pelo planejamento do Ministério de Minas e Energia, colocava em foco a questão do suprimento do produto. Nesse momento, muitas alternativas poderiam ser consideradas, indo da produção doméstica à importação em diferentes frentes. Entretanto, antes mesmo de considerarmos este novo papel, o que será feito posteriormente, é importante observar como foi realizado o suprimento de gás natural. A tabela 2.3 mostra os volumes de produção nacional e de importação frente ao consumo total.

Tabela 2.3 – Fluxos de gás natural no Brasil (em 10^6 m^3).

Fluxo	1998	1999	2000	2001	2002
Produção	10.788	11.898	13.283	13.998	15.568
Importação	0	400	2.211	4.608	5.269
Var. est. Perdas e ajustes (*)	-4.084	-4.566	-5.403	-5.777	-5.716
Consumo total	**6.704**	**7.732**	**10.091**	**12.829**	**15.121**

Fonte: Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br)

(*) Inclusive não-aproveitada e reinjeção.

As variações relacionadas ocorrem em função da reinjeção de gás natural no reservatório, o que ocorre não só pela necessidade de manter a pressão interna do reservatório para a extração do petróleo, mas também pelas restrições da capacidade de escoamento de gás natural do mar para o continente, dados os gasodutos existentes, e pela oportunidade de nova estocagem do produto. Já o consumo próprio de gás natural em E&P ocorre tanto nas plataformas *offshore* quanto *onshore* para geração de energia elétrica, acionamento de turbinas, aquecimento e alimentação de caldeiras. Por fim, a queima no *flare* só ocorre quando não houver utilização econômica para o gás natural.

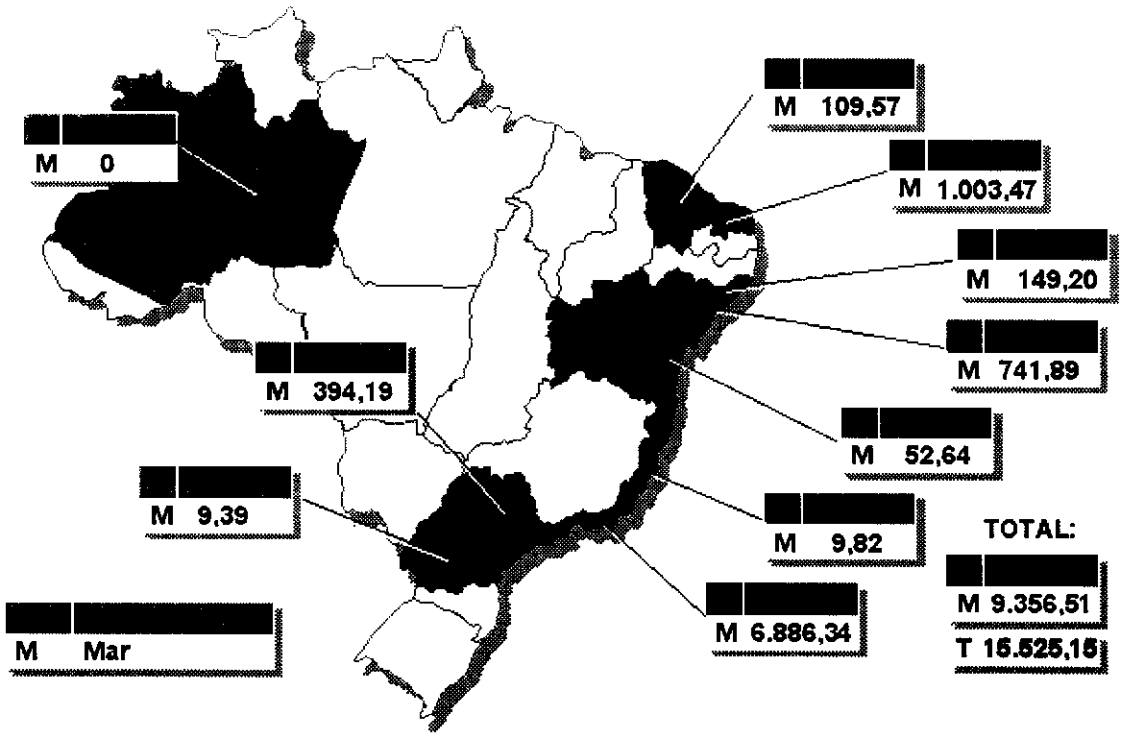
O problema da queima no *flare*, embora possa, à primeira vista, parecer pequeno, provoca perdas consideráveis à produção, sem citar o fato do desperdício energético que é o seu não aproveitamento. Para reduzir estas perdas, a Petrobras tem assumido compromissos com a Agência Nacional de Petróleo (ANP) para reduções significativas, até 2005, da queima do gás associado produzido na Bacia de Campos. Estes compromissos, configurados nos programas Queima Zero e Plano Diretor de Escoamento de Gás Natural (PDEG), envolvem desde o aumento da capacidade de processamento do gás nas plataformas até a melhoria da infra-estrutura de escoamento do gás[6]. Dado o aumento da produção de petróleo na Bacia de Campos e, conseqüentemente, o aumento da produção de gás natural, surge a necessidade de procurar meios de monetizar esta produção.

A produção nacional de gás natural ocorre em vários Estados e é feita tanto em reservas terrestres quanto marítimas. A maior parte desta produção (44,35%) acontece na Bacia de Campos (RJ) o que, mais uma vez, revela a importância desta bacia para a produção nacional. Em seguida, destacam-se os estados do Amazonas (17,66%), na região Norte do país, e os estados produtores do Nordeste, com maior relevo para a produção baiana (12,98%). A figura 2.1 relaciona os volumes produzidos internamente, desagregando-a por Estado e pela localização das reservas, marítimas ou terrestres.

---

[6] Apenas na Fase 4 destes investimentos, deve evitar-se a queima de 8 milhões de m^3/dia, volume que pode gerar uma receita de aproximadamente R$ 1,67 milhões por dia para a Petrobras (Revista Brasil Energia, nº 264, novembro de 2002).

Figura 2.1 - Produção de gás natural no Brasil, por Estado (milhões de m^3 – 2002)



Fonte: ANP, Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo e do Gás Natural 2003.

Vale destacar que do total de 15.525 milhões de m^3 de gás natural produzido em 2002, 78% são de gás associado ao petróleo e apenas 22% de gás não associado. O gás associado é aquele que é encontrado juntamente com o petróleo nos reservatórios. Dessa maneira, a produção do gás associado acaba sendo subordinada à produção de petróleo, o que explica a participação expressiva da Bacia de Campos (RJ) na produção de gás natural. Na verdade, nesta bacia, 98% do gás natural produzido é associado.

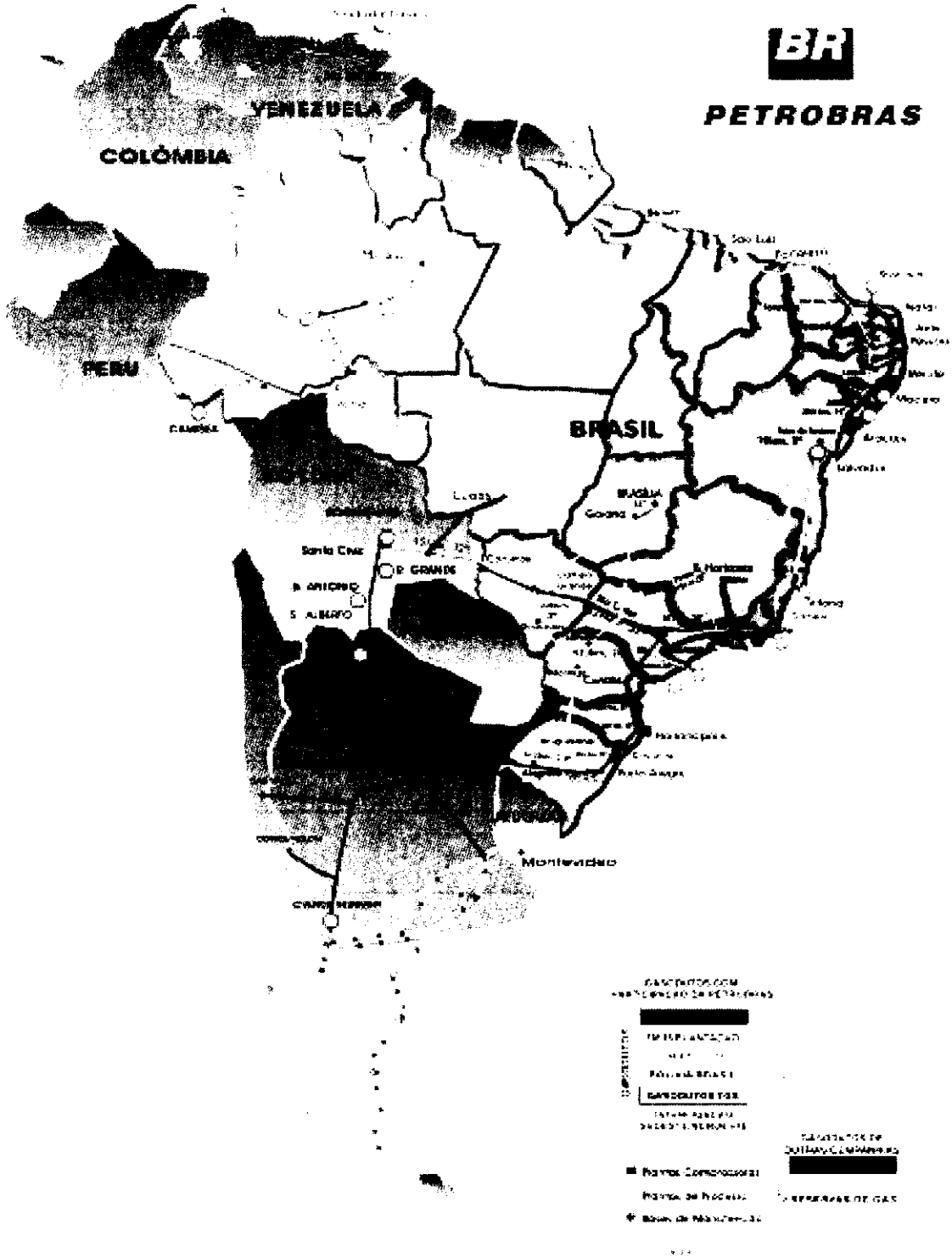
A distribuição desta produção é feita por uma rede de dutos que interliga pontos de diferentes Estados. Na Região Sudeste, uma rede de dutos liga a Bacia de Campos aos Estados de Minas Gerais e São Paulo, além de outra rede que liga a produção da bacia de Santos a São Paulo. Ainda no Sudeste, o Espírito Santo, sem interligação com outros estados, conta com uma pequena rede que liga a região produtora de São Mateus à Vitória. Contudo, há o projeto de interligar o Espírito Santo com a Bahia, o que seria um grande avanço para a infra-estrutura de escoamento do gás porque permitiria a integração das

regiões Nordeste e Sudeste. Na Região Nordeste, uma rede de extensão maior liga os Estados de Ceará e Bahia, passando pelo Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Paraíba e Pernambuco. Com uma produção significativa, o Estado do Amazonas conta com uma rede para escoar a produção da reserva de Urucu, interligando a região produtora a Coari. Em virtude da distância do estado com o restante do país, o sistema de distribuição do estado do Amazonas deverá permanecer com seu sistema isolado. As interligações planejadas vão até Porto Velho, em Rondônia e Manaus, no Amazonas.

Não obstante a importância da produção nacional, países limítrofes como Argentina e Bolívia possuem reservas substancialmente maiores que as brasileiras. Assim, face ao novo papel que o planejamento energético apontava para o gás natural na nossa matriz, estes países surgiam como fontes importantes de suprimento. A construção de um gasoduto ligando a Província de Entre Rios, na Argentina, à Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, deu início à integração da Bacia Neuquina, a maior daquele país, com o Brasil, representando uma capacidade de transporte de 12 milhões de m^3/dia. Prevê-se ainda a extensão deste gasoduto de Uruguaiana até Porto Alegre, ampliando a oferta de gás no Rio Grande do Sul.

Contudo, o maior projeto de interligação ocorreu com a Bolívia, a partir da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil. Com uma extensão de 3.150 quilômetros, 2.593 deles no Brasil, o projeto era constituído de duas fases. A primeira, chamada trecho Norte, interligava a região de Rio Grande, na Bolívia, à Guararema (SP), no Brasil. O trecho Sul interligava Campinas (SP) à cidade de Canoas (RS). Com uma capacidade de transporte de 30 milhões de m^3/dia, o gasoduto exigiu uma complexa operação de financiamento para obtenção de US$ 2 bilhões necessários ao empreendimento. Além de Argentina e Bolívia, Peru e Uruguai também podem tornar-se fontes de suprimento de gás natural para o Brasil. A figura 2.2 mostra os gasodutos existentes no Brasil e aqueles que o interligam com os países limítrofes:

Figura 2.2 – Rede de gasodutos em operação, implantação e estudo no Brasil e gasodutos de interligação com países limítrofes.



Fonte: Petrobras, disponível em www.petrobras.com.br

A importação do gás boliviano não é um tema novo na agenda energética brasileira. Em 1938 sugeriu-se a importação do gás para dirimir conflitos que voltavam a se estabelecer pela aquisição, pelo Brasil, da área que hoje é o estado do Acre. Depois de longo esquecimento, voltou a ser discutida em 1974, como mais uma forma de reduzir a dependência do petróleo importado. Novamente esquecida, foi retomada na década de 90 e, em 1996, sua construção era iniciada. Como afirma Santos *et al.* (2002, p. 39), "o gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) constitui a primeira grande iniciativa de ancorar a integração energética do Cone Sul da América do Sul através do gás natural".

Anteriormente ao Gasbol, o governo brasileiro já havia estabelecido tentativas de viabilizar a participação do gás natural na matriz energética brasileira. O Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), por exemplo, instituído em 1987, pretendia elevar a participação deste insumo na matriz energética para cerca de 10% até o ano 2000. Estas e outras iniciativas semelhantes[7] , embora projetassem uma expansão do gás através de usos mais racionais (do ponto de vista energético), e talvez por isso mesmo não lograsse ser tão rápida, esbarravam sempre na restrição da oferta do produto no Brasil[8], o que se constituía em uma ameaça à sustentabilidade destes programas.

A construção do Gasoduto Bolívia-Brasil representou uma alteração radical na maneira como o gás natural era entendido como fonte energética na matriz brasileira. A geração termelétrica que, historicamente, sempre mereceu uma posição secundária frente à nossa capacidade de geração hídrica, passava agora a representar uma alternativa real, fosse para uso industrial ou para geração. O Brasil, cuja produção de gás natural significava uma restrição importante para grandes projetos de geração termelétrica, contava agora com uma oferta grande do energético. Outras razões ainda podem ser apontadas para a construção do gasoduto. Santos *et al.* (2002, p. 267) afirmam que:

---

[7] Plano de Ação do Setor Petróleo, publicado em 1988 pela Petrobras, e Comissão para Viabilização do Gás Natural, criada em 1992 pelo Governo Federal.

[8] A produção nacional de gás natural, em 1987, era de cerca de 15 milhões de m^3/dia.

> [...] o Gasbol foi, primeiramente, um projeto geopolítico, baseado no forte desejo do Presidente Fernando Henrique de incorporar a Bolívia ao Mercosul. Além do mais, o projeto deveria consolidar a expansão internacional do Brasil como potência regional, bem como criar alternativas econômicas para a Bolívia a fim de limitar, no futuro, um potencial problema de imigração ilegal para o Brasil.

De fato, a construção do gasoduto revestia-se de aspectos geopolíticos relevantes para o país. O primeiro aspecto, e o mais evidente, é o da promoção da integração energética regional. Santos *et al.* (2002) acredita que esta opção estratégica e geopolítica deve ser o eixo interpretativo da construção do Gasbol, uma vez que não havia fundamentos econômico-financeiros que o justificassem no momento da sua construção. Fantine (1997) também se deteve neste aspecto ao apontar duas correlações importantes nos mercados mundiais de petróleo e gás: a) ambos são estratégicos para o suprimento mundial, pois tem demanda concentrada em países desenvolvidos, e suas fontes, em escala para atender essas demandas futuras, concentram-se no Golfo Árabe e no México e Venezuela, e em mais quatro países no caso do gás; b) mercados de petróleo e gás, no futuro, serão de demanda, e não de oferta, com poucas e gigantescas empresas posicionadas mundialmente nestes mercados; o mercado de demanda levará ao aumento de preços internacionais do petróleo e também do gás natural. Desse modo, torna-se primordial o posicionamento dos governos brasileiro e boliviano (e de suas empresas) nestes mercados, como uma "questão estratégica e de soberania no tocante à diversificação tanto de fontes energéticas quanto de fornecedores" (ENNES *et al.*, 1995, p. 116). É importante considerar também a importância do projeto, para o governo boliviano, enquanto mecanismo gerador de renda para a economia boliviana, proporcionando uma alternativa de emprego e renda ao narcotráfico. Não obstante os aspectos geopolíticos que envolviam a construção do Gasbol, o projeto representava um importante eixo de desenvolvimento regional para a economia brasileira, criando um novo eixo dinâmico para atração de indústrias ao longo do gasoduto. Ademais, o desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro impulsionado pelo Gasbol poderia ter repercussões positivas mesmo nos mercado de gás não afetados diretamente pelo projeto, pela simples dinamização do mercado gasífero brasileiro.

De qualquer forma, o fato que se estabelecia é que, a partir da construção do gasoduto, a oferta de gás natural no Brasil atingiria patamares que exigiriam uma reorganização do

mercado para a sua utilização, uma vez que a demanda para o insumo era incipiente, tanto para o uso nos setores industrial, comercial residencial e de transportes, quanto para a geração termelétrica.

2.3 - Oportunidades para o gás natural

Quando comparado com o uso de outras alternativas energéticas, o gás natural apresenta vantagens que podem proporcionar ganhos de diferentes naturezas na sua utilização. Um dos pontos que tem merecido maior destaque está relacionado aos ganhos ambientais proporcionados pela sua utilização, já que, dentre outras tecnologias energéticas hoje disponíveis, as emissões oriundas do uso do gás natural são significativamente reduzidas. A tabela seguinte relaciona os níveis de emissão de alguns combustíveis em diferentes aplicações.

Tabela 2.4 – Emissões padrões em atividades energéticas por tipo de combustível e por uso final.

Combustível	Atividade	Material Particulado (kg/t)	SO_2 (kg/t)	NOx (kg/t)	HC (kg/t)	CO (kg/t)
Petróleo	Industrial	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
	Comercial/ Serviço Público	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
	Água, pesca e mineração	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
Gás natural	Central de geração elétrica	0,29	1,00	11,50	0,02	0,32
	Geração elétrica autoprodutora	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Industrial	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Residencial	0,36	1,00	1,56	0,18	0,32
	Comercial/ Serviço Público	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Transporte	0,36	1,00	3,60	0,15	0,32
	Água, pesca e mineração	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
Carvão	Central de geração elétrica	20,00	3,80	9,00	0,15	0,50
	Geração elétrica autoprodutora	16,25	3,80	7,50	0,50	1,00
	Industrial	16,25	3,80	7,50	0,50	1,00
	Comercial/ Serviço Público	16,25	3,80	7,50	0,50	1,00
	Água, pesca e mineração	16,25	3,80	7,50	0,50	1,00

Fonte: OLADE-SIEE (Sistema de Informação Econômica Energética da América Latina e Caribe (*apud* SANTOS *et al*, 2002).

É importante observar que os níveis de emissões de gases e material particulado são, de fato, substancialmente menores com o uso de gás natural, com exceção das emissões de óxidos de nitrogênio, que são reduzidas em torno de 50% mas podem superar as emissões de outras fontes no uso em centrais de geração elétrica. O que se depreende desses dados é que a opção por usar o gás natural na geração elétrica não permite o maior ganho ambiental possível com esse energético, pois os ganhos na redução de NOx seriam maiores em todas as opções de uso.

Para uma melhor percepção da importância destes ganhos ambientais, relacionamos abaixo alguns efeitos negativos associados a esses poluentes[9]:

a) Óxidos de enxofre (SOx): resultam da combustão do enxofre orgânico contido nos combustíveis sólidos e líquidos. Concorrem para a formação de chuvas ácidas, com efeitos negativos sobre a vida nos cursos d'água, destruição de florestas e degradação do patrimônio. Provocam problemas respiratórios e efeitos tóxicos sobre o tecido das plantas.
b) Monóxido de Carbono (CO): muito tóxico pela sua associação com a hemoglobina do sangue, diminuindo sua atividade com o oxigênio e provocando paralisia e morte.
c) Hidrocarbonetos (HC): em reação com óxidos de nitrogênio produzem oxidantes fotoquímicos (*smog*), cujo principal componente é o ozônio (O_3). A presença desses gases na atmosfera é associada à redução da capacidade pulmonar, asma e envelhecimento precoce. Causam também irritação nos olhos. Nas plantas provocam mudanças na coloração e manchas. Individualmente, tem efeitos tóxicos, multagênicos e carcinogênicos.
d) Óxidos de Nitrogênio (NOx): Individualmente, em elevadas concentrações, tem efeito tóxico provocando bronquite, pneumonia e baixa resistência a infecções. Produzem ácidos e nitratos particulados. Resultam da combustão do nitrogênio contido nos combustíveis ou da combinação de nitrogênio e do oxigênio do ar. Nas plantas, produzem necroses, cloroses, diminuição de clorofila e queda do rendimento das colheitas.
e) Material Particulado (MC): reduz a visibilidade do ar e produz sujeira e abrasão em superfícies de prédios e veículos. As partículas menores atingem os alvéolos pulmonares. A sua suspensão no ar intercepta a radiação solar e reduz a capacidade de assimilação da clorofila nas plantas.
f) Dióxido de Carbono (CO_2): tem origem no carbono presente em todos os combustíveis.É importante na fotossíntese e na absorção da radiação infra-vermelha. Por outro lado, contribui para o chamado efeito estufa (aquecimento global do planeta).

[9] GOMES, 1990.

Como pôde ser observado, os poluentes causam efeitos adversos sobre o homem, a agricultura, o patrimônio e o meio-ambiente em geral. Portanto, resulta daí uma das maiores vantagens associadas à maior participação deste energético na nossa matriz. Em termos ambientais, ainda podemos afirmar que uma central de geração termelétrica a ciclo combinado, utilizando gás natural, utiliza metade do volume de água de resfriamento que uma unidade semelhante a carvão (GOMES, 1990). Ademais, os gasodutos não interferem na paisagem e no meio ambiente, pois geralmente são enterrados dentro da sua faixa de servidão. Por fim, a área ocupada por gasodutos e centrais geradoras térmicas é desprezível quando comparada á área inundada por uma barragem, sem considerar ainda os impactos sociais que estas provocam.

Um segundo aspecto amplamente considerado no uso do gás natural diz respeito à eficiência do seu uso, que está diretamente relacionada à opção feita para o seu consumo. Quanto a este ponto, Santos *et al.* (2002) alertam que os ganhos de eficiência não são iguais para todas as aplicações e que os ganhos daí decorrentes derivam da escolha tecnológica feita para o uso final do gás. A sua queima em grandes plantas termelétricas de ciclo combinado, por exemplo, pode proporcionar eficiência em torno de 50%, ao passo que a sua utilização direta em processos industriais, notadamente na substituição da eletrotermia[10], pode elevar este rendimento para taxas de 80% a 90%. A questão sobre a eficiência em diferentes segmentos está relacionada à racionalidade energética do gás natural, como citado anteriormente. A racionalidade associa-se à eficiência na medida em que processos mais eficientes permitem taxas de conversão e produção de energia útil maiores. Em outras palavras, equivale a dizer que o uso do gás natural na substituição da eletrotermia é mais eficiente e racional que seu uso na geração termelétrica.

O gás natural também oferece uma grande flexibilidade do seu uso como energético, o que o aproxima da energia elétrica, e também como matéria-prima em processos da indústria petroquímica e de fertilizantes. Ele pode ser utilizado pelo consumidor final diretamente em vários equipamentos e processos, reduzindo as etapas de transformação energética e

[10] Eletrotermia é a utilização de energia elétrica para produção de calor ou frio, processo largamente utilizado nos setores industrial, comercial e residencial.

aumentando a eficiência. A tabela 2.5 sumariza seus usos em quatro grandes segmentos, bem como o elenco de produtos concorrentes.

Tabela 2.5 – Segmentos de usos do gás natural e principais concorrentes.

Segmento	Usos	Principais concorrentes
Residencial e comercial	• Cocção • Aquecimento de água • Condicionamento ambiental	• GLP • Gás de rua • Eletricidade • Lenha
Industrial	• Energético	• Óleo combustível • GLP • Lenha • Carvão • Eletricidade
Veicular	• Transporte individual • Transporte coletivo	• Gasolina • Óleo diesel • Álcool
Geração de eletricidade	• Energético	• Energia hidráulica • Energia nuclear • Carvão • Óleo combustível • Óleo diesel

Embora o gás natural apresente esta grande flexibilidade de uso, ele encontra dificuldades para penetração na maioria destes segmentos e o seu uso é, na verdade, muito reduzido quando comparado com os outros energéticos concorrentes. Contribui para este quadro o fato de o gás natural ser um energético de grande aplicabilidade, mas que não teve o uso disseminado por nenhum setor de atividade e também por não existir aplicação para o gás

natural para a qual não haja um energético substituto. A tabela 2.6 mostra a penetração do gás natural nestes setores

Tabela 2.6 – Consumo final energético de gás natural por setor (milhões de m^3).

Setor	1970 (%)	1980 (%)	1990 (%)	2000 (%)	2002 (%)
Energético	65 (95,6)	188 (34,1)	859 (35,7)	2.278 (31,9)	2.450 (23,8)
Residencial	0 (0,0)	0 (0,0)	5 (0,0)	114 (1,6)	179 (1,7)
Comercial/Público	0 (0,0)	0 (0,0)	3 (0,0)	86 (1,2)	250 (2,4)
Transportes	0 (0,0)	0 (0,0)	2 (0,0)	313 (4,4)	981 (9,5)
Industrial	3 (0,4)	363 (65,9)	1.535 (63,9)	4.343 (60,9)	6.442 (62,5)
Total	**68 (100,0)**	**551 (100,0)**	**2.404 (100,0)**	**7.134 (100,0)**	**10.302 (100,0)**

Fonte: Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br)

A primeira constatação a que podemos chegar observando os dados acima é que, em 2002, o setor industrial era o maior responsável pelo consumo final energético de gás natural no Brasil (62,5%)[11]. À medida que o gás perdia participação no setor energético, ele passava a incorporar uma maior parcela do consumo no setor industrial. Embora a sua presença nos setores residencial, público, comercial e de transporte rodoviário também esteja aumentando, elas são inexpressivas diante do aumento e da relevância do consumo industrial, e é neste setor que se abrem as melhores oportunidades para a inserção do gás natural na nossa matriz, seja pela flexibilidade do seu uso, pelas vantagens operacionais que ele apresenta ou ainda pelo aumento da racionalização energética, via redução da eletrotermia.

[11] Os dados apresentados sobre os setores são todos baseados no Balanço Energético Nacional 2003.

Apesar da participação significativa, para a indústria do gás, no setor industrial, ele ainda responde por apenas 8,8% do consumo final energético neste setor, ou seja, 5.715 tep. A eletricidade aparece como a forma de energia mais usada nas indústrias, com 19,7% de participação, seguida pelo bagaço de cana-de-açúcar (17,1%), pelo coque de carvão mineral (10,3%) e pelo óleo combustível (9%). O poder de substituição do gás natural pelo bagaço da cana-de-açúcar e pelo coque de carvão mineral esbarra no baixo preço destes combustíveis e no fato de que, em algumas indústrias necessitarem, no seu processo industrial, do enxofre contido no coque, por exemplo. Assim, o gás natural deve ser visto como um forte substituto para a energia elétrica e para o óleo combustível.

No setor energético, a principal fonte de consumo final energético é o bagaço da cana-de-açúcar, com 45,4%. O gás natural já aparece em segundo lugar, com participação de 16% (1.294 tep). Este setor ainda utiliza volumes consideráveis de óleo diesel e óleo combustível para geração, mas estes volumes têm declinado ao longo dos anos. Esperava-se, com o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), um expressivo aumento do gás natural na geração termelétrica. Contudo, esta expansão não ocorreu por motivos que serão melhor abordados em outro momento neste trabalho.

Em relação ao transporte rodoviário, o óleo diesel predomina no consumo energético com mais da metade do total demandado (56,4%). A gasolina, em segundo lugar, participa com 27% no consumo deste setor, seguida pelo álcool anidro e hidratado, respectivamente com 7,8% e 5,4%. O gás natural veicular conseguiu, em cerca de dez anos, uma participação de 2% neste setor (863 tep), ou seja, mais de 1/3 do mercado de álcool hidratado, com um crescimento concentrado, na verdade, nos últimos cinco anos. Há ainda um grande espaço para expansão do GNV, mas o principal obstáculo para a sua ocorrência é a rede de distribuição reduzida e muito concentrada em algumas cidades.

Nos setores comercial, residencial e público, o gás natural tem as menores participações no consumo final, respectivamente de 3,9% (194 tep), 0,8% (157 tep) e 0,08% (26 tep). Estes setores têm uma forte presença da eletricidade, suprindo 79% da demanda comercial, 76%

do setor público e 30,2% do setor residencial. Outras fontes de energia largamente usadas nestes setores são o GLP (29,5% nas residências, 12,7% no setor público e 5,3% no comércio), a lenha (37,1% nas residências) e o óleo combustível (7,6% no comércio). Os maiores potenciais de expansão do gás natural aqui encontram-se no setor comercial, que já é o maior demandante (em volume) dentre os três setores aqui analisados.

Apesar das vantagens que a inserção do gás natural pode representar e das oportunidades existentes nos diversos setores, uma série de entraves dificulta o desenvolvimento deste mercado. Por qualquer ponto de partida que se tome, a inserção do gás natural na matriz energética brasileira passa pela substituição de um outro insumo. ENNES *et al.* (1995) apontam que a dificuldade para o gás natural substituir a energia elétrica está associada ao fato de que as tarifas elétricas serem baratas para os grandes consumidores industriais, reduzindo os incentivos à sua substituição nos usos térmicos e mesmo na cogeração. A observação perdeu muito da sua atualidade tendo em vista os expressivos aumento das tarifas elétricas nos últimos anos[12]. Associada ao realinhamento tarifário promovido pelo Ministério de Minas e Energia, esta diferença tende a se reduzir ao longo do tempo, o que também dependerá, evidentemente, da variação dos preços internacionais do petróleo. A penetração do gás natural nos mercados residencial e automotivo ressente-se do problema da rede de distribuição incipiente, mesmo nas cidades onde ela é mais desenvolvida. A implantação destas redes exige grandes investimentos que demandam longo tempo de maturação, o que conforma um risco excessivo para as distribuidoras estaduais, notadamente para o segmento residencial. Já o setor automotivo enfrenta problemas em relação ao número de cidades que disponibilizam o gás natural veicular (GNV), pois em todas aquelas em que o produto ficou disponível, conseguiu rápida participação no mercado de combustíveis automotivos. Ainda no âmbito das redes de dutos, uma restrição relevante tem sido a falta de integração entre os mercados de diferentes regiões, o que tem levado ao excedente de oferta em uma região simultaneamente à escassez em outras. A estrutura de formação de preço do gás natural, baseada na variação dos preços internacionais de uma cesta de óleos e na variação cambial, resulta em um componente de risco de difícil

[12] No período 1995-2000, enquanto o IPC da FIPE registrou um aumento de 58,68%, os aumentos das tarifas elétricas foram de 110,20% para o setor rural, 130,1% para o setor comercial, 130,3% para o setor industrial e 182,60% para o setor residencial (SAUER *et al.*, 2003).

aceitação pelo setor privado[13], e tem sido um dos entraves mais significativos para a expansão do uso do gás natural. É importante não deixar de associar ao preço do gás o custo do transporte, responsável por mais de 50% da tarifa do gás natural importado. Além destes, outros elementos constituem-se em entraves ao desenvolvimento do gás natural, como a indefinição regulatória do setor, dificuldades de obtenção de licenças ambientais, tanto em projetos de expansão de dutos como em projetos demandantes de grandes volumes de gás natural e aspectos culturais, de forma geral. Somados todos estes aspectos fica claro que a inserção do gás natural dificilmente ocorrerá sem uma visão de "opção estratégica". Como afirmam Guedes & Marcusso (1991, p. 439):

> Para permitir a expansão da indústria de gás natural no Brasil, não se espera que os recursos gerados pelo setor, mesmo com a prática de uma política de preços e tarifas realista[14], concomitantemente com a realização de programas de redução de custos e conservação de energia, sejam suficientes para financiar este crescimento na velocidade projetada na matriz energética. Portanto, faz-se necessária a continuidade dos investimentos nas áreas de pesquisa, produção, infra-estrutura de transporte, etc, com o envolvimento de toda a sociedade.

Contudo, o quadro de oportunidades para o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira ganhou força devido a questões estruturais que configuravam o setor no final dos anos 90. O Plano Decenal de Expansão 1998/2007, aprovado pelo Ministro de Minas e Energia como "planejamento indicativo da expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nesse período" (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 1998) previa, entre 1999 e 2004, uma necessidade de crescimento de geração de 26.100 MW. Desse montante, 13.000 MW seriam atendidos por novas usinas hidrelétricas que entrariam em operação e 2.000 MW seriam supridos pelas importações de energia elétrica, totalizando 15.000 MW. O quadro sinalizava, portanto, um déficit de 11.000 MW na geração que, pelas indicações do documento, seriam supridos pela operação de novas usinas termelétricas. Havia o interesse, estabelecido, entre outros fatores, pela construção do gasoduto Bolívia-Brasil, de que as usinas termelétricas, ou pelo menos a

[13] Este entrave é mais significativo naqueles estados que tem acesso apenas ao gás natural importado.
[14] O autor se referia aqui aos preços subsidiados do GLP e do óleo diesel.

maior parte delas, operassem com o gás natural. A concretização dessas indicações seria, evidentemente, um elemento de grande importância para o aumento da demanda pelo gás natural no país.

Com esse quadro estrutural presente no setor elétrico, o gás natural encontrava uma gama de oportunidades para que o mercado nacional desse combustível pudesse ser desenvolvido. Essas questões serão melhor explicitadas no momento em que o cenário de crise energética que marcou o país no fim dos anos 90 e começo da década seguinte, culminando com o racionamento em 2001, for abordado.

As características da matriz energética que foram aqui abordadas, bem como as possibilidades de inserção do gás natural, favorecidas após a expansão dos pólos de suprimento, são fatores, por assim dizer, estruturais. Cabe agora avaliar a sinalização que fatores conjunturais puderam ter sobre o posicionamento da Petrobras como investidor na geração termelétrica.

3 – Fatores Ensejadores da Expansão Termelétrica.

O modelo estrutural do setor elétrico brasileiro foi, na maior parte da sua história, submetido ao controle e à propriedade estatal. Assim, o Estado era responsável pela expansão do sistema, a qual era largamente apoiada em financiamentos externos. No começo dos anos 80, dois acontecimentos marcaram o início da ruptura desse modelo de financiamento. Em primeiro lugar, a decretação da moratória no México, em fins de 1982, originou uma crise de liquidez no mercado financeiro internacional. Em segundo lugar, a elevação das taxas de juros internacionais, promovida pelos Estados Unidos, decretou o esgotamento do modelo pela interrupção dos fluxos de crédito. A correção dos empréstimos fragilizava não só o Estado Brasileiro, mas também o setor elétrico. Não obstante, a saúde financeira das empresas também era afetada pela política de contenção tarifária, utilizada como instrumento de controle da inflação.

Ainda nos anos 80, um último e importante elemento perturbador do equilíbrio do setor foi a promulgação da Constituição Federal de 1988 (VIEIRA, 1998). Até então o setor era beneficiado por incentivos fiscais. Com a reorientação tributária da Constituição, o setor ficou sem os recursos do IUEE[15] e do empréstimo compulsório. Houve aumento da alíquota de recolhimentos de Imposto de Renda e as empresas do setor passaram a arcar com a Contribuição Social sobre o Lucro e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (*royalties*).

O início da década de 90, mais precisamente até 1992, mostra que o setor elétrico não havia conseguido superar as limitações impostas pela crise de financiamento que ocorria desde a década de 80. Como diz Matias (1994, p. 109):

[15] Criado em 1946, o IUEE (Imposto Único sobre Energia Elétrica) foi a primeira fonte regular de recursos para o setor elétrico, com a finalidade de financiar a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

> [...] num âmbito mais geral, a difícil situação que envolve todo o aparato produtivo estatal brasileiro e no que diz respeito à dificuldade de equacionamento financeiro particularmente no tocante à dívida externa acumulada por estas empresas. No âmbito intra-setorial, as questões colocadas dizem respeito à relação muitas vezes não amistosa entre a holding e as concessionárias estaduais. E finalmente, o conjunto de tais restrições impõe limites à capacidade de investimentos do setor, o que torna o racionamento de energia uma ameaça sempre presente.

A falência do Estado também levou a uma conseqüente redução de suas responsabilidades financeiras. De fato, a qualidade e a insuficiência dos serviços públicos tornaram-se constrangedoras, principalmente naqueles em que o Estado é o grande responsável, como educação e saúde. A proliferação do discurso neoliberal lança um movimento de desestatização dos empreendimentos controlados pelos governos federais e estaduais, levando a uma inevitável reestruturação desses setores. Vieira (1998, pp. 65-66) sintetiza bem os marcos fundamentais dessas mudanças no setor elétrico:

> O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro tem como pano de fundo a promulgação da Constituição Federal de 1988 e recebeu enorme impulso a partir de 1993, quando as principais regras de seu funcionamento passaram por modificações importantes. Esse processo acelerou-se a partir de 1995 a partir da edição de diversos atos legislativos, da introdução dos ativos de geração das empresas subsidiárias da Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND), e da aprovação, por diversos governos estaduais, de programas de desestatização (PEDs), em sua maioria incluindo ativos de empresas elétricas. Em 1993, foram promulgadas a Lei nº 8.631, que eliminou o regime tarifário pelo custo de serviço, e o Decreto nº 1.009, que criou o Sintrel, sugerindo a desverticalização contábil das concessionárias integradas. Em 1995, foram promulgadas as Leis de Concessões nº 8.987 e nº 9.074, que regulamentaram o artigo 175 da Constituição, com o estabelecimento de normas para outorga e prorrogação de concessões, a criação da Figura do Produtor Independente (posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 2.003/96) e a liberalização do acesso às redes de transmissão e distribuição parta os produtores e consumidores livres.

Muitas destas mudanças estavam sugeridas no relatório final da Coopers & Lybrand, uma consultoria americana contratada para apresentar um programa de reestruturação do setor elétrico, que separava as atividades do setor em quatro segmentos independentes: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A reestruturação contava que somente a

transmissão e a distribuição, pelas suas características de monopólios naturais, deveriam continuar sendo reguladas. Preconizava a criação da agência reguladora para o setor e outras medidas que criariam as condições necessárias para a introdução da concorrência na geração e na comercialização e, um ponto fundamental, o aumento das inversões do setor privado no setor elétrico.

3.1 - A queda dos investimentos e a crise da expansão

O quadro econômico-institucional estabelecido para o setor elétrico ao longo das décadas de 80 e 90 teve como um de seus resultados mais negativos a redução expressiva dos investimentos no setor, notadamente na geração. Guedes Filho *et al.* (2002, p. 17) concluem que:

> Os investimentos no setor elétrico brasileiro foram decrescentes ao longo da década de 90: depois de registrar valores anuais próximos a 10 bilhões de dólares no final dos anos 80, eles recuaram e totalizaram 3 bilhões de dólares em 1999. As inversões anuais entre 2,5 bilhões e 3 bilhões de dólares resultaram em acréscimos médios anuais de 1.080 megawatts entre 1990 e 1994 e de 2.200 megawatts desde então, enquanto a necessidade de aumento médio da capacidade instalada situava-se em torno de 3.500 megawatts ao ano.

O aumento médio da capacidade instalada maior do que aquele que foi realmente verificado era necessário pelo fato de a demanda ter apresentado taxas de crescimento maiores que a oferta de energia, evidenciando a crise que o setor sentia no segmento de geração. Na verdade, os documentos do Plano Decenal de Expansão 1998-2007 já estimavam dados preocupantes sobre o setor:

1) A capacidade instalada no País cresceu, em média anual, 2.000 MW e 1.800 MW, respectivamente, nas décadas de 80 e 90;
2) Precisará crescer, em média anual, 3.700 MW no período 1998/2007, admitindo-se 2.500 MW via hidrelétricas e 1.200 MW via termelétricas;
3) Da parcela hidrelétrica, no mínimo, cerca de 55% virão de usinas para as quais não há concessão de uso de bem público ou autorização e cerca de 32% de hidrelétricas com concessão ou autorização, mas cujas obras não se iniciaram;
4) Da parcela termelétrica, cerca de 64% correspondem a empreendimentos sem autorização e cerca de 17% com autorização, mas com obras não iniciadas.

Agravando ainda mais o quadro, o Programa de Licitação de Concessões, inicialmente a cargo do DNAEE e, posteriormente, da Aneel, não conseguia investidores interessados em todos os editais de licitação para outorga de concessão de uso de bem público, relativos às hidrelétricas. Assim, os interesses em investimentos na expansão da capacidade instalada de geração eram bem inferiores ao necessário para atendimento do crescimento do mercado.

A conseqüência natural do processo em andamento era o aumento do risco de déficit. Contudo, este risco poderia ser minimizado pela natureza preponderantemente hídrica do sistema elétrico brasileiro. De fato, os aproveitamentos hidrelétricos operam com o armazenamento e uso plurianual da água, o que permite alguma segurança operacional mesmo com as variações sazonais das chuvas. Hidrelétricas localizadas no mesmo rio apenas utilizam a água do seu reservatório quando as usinas localizadas à jusante não estiverem com os reservatórios cheios. Segundo estudos do Operador Nacional do Sistema (ONS), esta operação integrada representa um potencial de ganho de 25% (ONS, 2004) à disponibilidade de energia ao sistema elétrico. Este percentual foi obtido comparando-se a operação centralizada com a operação individualista. A metodologia deste estudo definiu como operação com coordenação:

> [...] aquela que resulta da integração energética entre diferentes bacias hidrográficas de uma mesma e de distintas regiões, através

> das interligações existentes e da perfeita coordenação operacional das cascatas de aproveitamentos, evitando-se vertimentos e promovendo uma operação energética visando otimizar os recursos disponíveis (ONS, 2004, p. 10).

Por outro lado, adotou-se o critério definido pela Agência Nacional de Águas (ANA) como "operação egoísta", baseada na energia assegurada de cada usina hidrelétrica como sua energia firme. Em outras palavras, os benefícios da coordenação foram medidos pela diferença entre o somatório das energias asseguradas das usinas operando individualmente e a energia firme sistêmica da operação integrada. Vale ressaltar que o percentual de 25% representa um ganho limite, e que foi calculado utilizando-se uma configuração puramente hidrelétrica e sem restrições de transmissão.

Se por um lado a natureza hídrica do setor elétrico permite um ganho de disponibilidade pela operação integrada, por outro, esta mesma natureza preponderantemente hídrica pode representar um aumento do risco quando não há a opção de geração térmica em um cenário mais crítico, como aquele que se configurava no país. As estimativas de riscos de déficit são apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Riscos anuais de déficit maiores que 5% do mercado (%).

Sistema	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*
Sul	5.8	9.9[16]	4	2.1	0.9	1.1	1.2	0.7	0.8	0.9
SE/CO	5.4	9.8	6.4	3	1.5	1.6	1.8	1.5	1.1	1.6
Norte	1.4	4.7	4	3	2	2.1	2.3	2.1	2.1	2.6
NE	2.4	5.1	4.7	2.9	2	2	2.6	3.2	2.9	4.1

Fonte: Programa Decenal de Geração 1999/2008.

[16] Embora o risco do Sistema Sul fosse superior ao do Sistema SE/CO, aquele não se realizou. Porém, a utilização da capacidade de geração do Sistema Sul para suprir o mercado do Sistema SE/CO não foi possível devido às restrições do sistema de transmissão.

É importante lembrar que o setor elétrico brasileiro, desde o final da década de 70, considera como 5%[17] a taxa máxima de risco aceitável, uma taxa comprometedora para um sistema predominantemente hídrico, como o brasileiro, pois pode comprometer o crescimento econômico de um ano ou mais, considerando-se que não haja perspectiva de suprimento energético alternativo no curto prazo. Observamos que o risco para o sistema SE/CO era de 9.8% em 2000, justamente na região que responde por 60% da demanda de energia no Brasil. Ennes *et al.* (1995) já reconhecia, a partir de simulações feitas em 1993, que os riscos crescentes e por um período contínuo, já a partir de 1997, eram sinalizadores de um desajuste estrutural da oferta. Indicava também a necessidade de alternativas rápidas para a expansão de geração, destacando a importância de centrais térmicas a gás natural neste sentido.

Como veremos na próxima seção deste capítulo, o governo federal procurou criar mecanismos que incentivassem a implantação de usinas termelétricas a gás natural para cobrir o risco de *déficit* no curto prazo. Contudo, podemos interpretar a tabela 3.1 como um indicativo forte de que as termelétricas a serem implantadas não deveriam usar gás natural como combustível ou que, dito de outra forma, dificilmente elas seriam viabilizadas com esta opção. Como o suprimento de gás para estes projetos contaria com cláusulas de *take-or-pay*[18] e *ship-or-pay*, criaria-se uma assimetria no fluxo de caixa dos projetos, considerando a sua operação em caráter de complementaridade.

[17] O percentual de 5% é uma taxa de risco assumida pelo sistema elétrico. Funciona como uma taxa que equilibra o custo de segurança do sistema (via expansão da geração) e o custo do déficit (em termos probabilísticos).

[18] A cláusula *de take-or-pay* cria, para o comprador, uma obrigação de pagamento à distribuidora pelo componente do produto (commodity) da tarifa de gás natural, em uma média mensal e anual acordada entre as partes. A cláusula de *ship-or-pay* funciona de maneira semelhante para o componente de transporte da tarifa, dentro de uma média anual acordada.

3.2 - O Programa Prioritário de Termelétricas

O cenário no qual se encontrava o setor elétrico brasileiro no final dos anos 90, conjugando a ausência de investimentos no setor e a necessidade de recursos que pudessem proporcionar uma rápida expansão da geração, desenvolveu o ambiente para a adoção de uma política de geração termelétrica. Esta política criava condições favoráveis para a atração do capital privado, uma vez que exigia a inversão de recursos menos volumosos e ofereciam, ainda, aspectos econômico-financeiros que poderiam aumentar a participação do capital privado. Esta política era refletida nas indicações do Plano Decenal 1998/2007 da Eletrobrás, conforme a tabela 3.2 permite observar.

Tabela 3.2 – Evolução do parque termelétrico no sistema de geração brasileiro

	1997		2002		2007		Crescimento Decenal	
Sistema Elétrico	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
Hidráulica	54,4	92	68,5	86	79,3	83	24,9	45,8
Térmica	4,7	8	11,1	14	16,3	17	11,6	246,8
Total Brasil	59,1	100	79,6	100	95,6	100	36,5	61,8

Fonte: Eletrobrás.

Para criar condições que pudessem acelerar a implantação de usinas termelétricas no país, o governo federal instituiu, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricas[19] (PPT). O programa acompanhava um pacote de medidas que estabelecia uma série de incentivos que tinham o objetivo claro de tornar o investimento nestas usinas atraentes para os investidores privados, entre eles:

[19] Decreto nº 3371, de 24 de fevereiro de 2000.

a. Garantia de suprimento de gás natural pelo prazo de 20 anos,
b. Garantia de aplicação do Valor Normativo[20] à distribuidora de energia elétrica, também pelo prazo de 20 anos,
c. Suprimento contratado através da assinatura de contratos de PPA (Power Purchase Agreement) quando as distribuidoras estivessem contratadas até 2003,
d. Fórmula de repasse que permitiria correção cambial de 100%,
e. Financiamento do BNDES através de linha de crédito especial para o setor.

O objetivo destas medidas era aumentar a oferta de energia em mais de 15.000 MW com a implementação das usinas até o final de 2003, em 18 estados brasileiros. Inicialmente, foram previstas as instalações de 56 usinas. Revisões no programa reduziram este número para 49 empreendimentos e, posteriormente, para 40 usinas termelétricas, que deveriam entrar em operação até o fim de 2004. Estes projetos estão relacionados na tabela 3.3.

[20] O Valor Normativo estabelece um controle do repasse dos custos da energia comprada pelas distribuidoras a seus clientes cativos. É o valor máximo a ser repassado às tarifas. Reposicionados pela Resolução Aneel nº 22, de 01 de fevereiro de 2001, estabelece os seguintes valores de referência, por fonte: competitiva (R$ 75,96/MWh), termelétrica a carvão nacional (R$ 78,60/MWh), pequena central hidrelétrica (R$ 83,26/MWh), termelétrica a biomassa (R$ 94,35/MWh), eólica (R$ 117,82) e solar fotovoltaica (R$ 277,33/MWh).

Tabela 3.3 – As metas da termeletricidade no PPT.

Termelétrica	UF	Empreendedor	Meta Total (MW)	Metas anuais (MW)			
				2001	2002	2003	2004
Anhangüera	SP	Tractebel	275			275	
Araucária	PR	El Paso-Copel-Petrobras	480		480		
Arjona	MS	Gerasul	120	120			
Arjona (ampl.)	MS	Gerasul	80		80		
Bongi	PE	Chesf	150		30	120	
Camaçari	BA	Chesf	300		140	160	
Campo Grande	MT	Enersul	247			247	
Campos	RJ	Furnas-Parceiro	80		27	53	
Canoas	RS	Petrobras	500		160		340
CCBS	SP	Marubeni-Petrobras	440			320	120
Corumbá	MS	Duke-Petrobras	90		90		
Coteminas	RN	Coteminas	90		90		
DSG-Paulínia II	SP	DSG Mineração	552				552
DSG-Mogi-Mirim	SP	DSG Mineração	890				890
Duke Energy	SP	Duke Energy	500				500
Eletrobolt	RJ	Enron	350	350			
Fafen	BA	EDP-Petrobras	56	28	28		
Fortaleza	CE	Coelce	307			307	
Ibirité	MG	Fiat-Avio e Petrobras	690		230		460
Juiz de Fora	MG	Cat Leo e Alliant	103	82	21		
Macaé Merchant	RJ	El Paso	870	630	240		
Norte Capixaba	ES	Shell-Petrobras-Intergen	250			150	100
Norte Fluminense	RJ	Light-Petrobras	778			510	268
Paracambi	RJ	EDF	500			500	
Paraíba	PB	Steag-Petrobras-PBGás	150			150	
Piratininga	SP	Petrobrás-Emae	600		400	200	

Santa Cruz (ampl.)	RJ	Furnas	350			350	
São Gonçalo (reat.)	RJ	Furnas-Parceiro	193		135	58	
Termoaçu	RN	Guaraniana-Petrobras	325			325	
Termobahia	BA	ABB-Petrobras	450		190	260	
Termoceará (MPX)	CE	MPX Termoceará Ltda	270		200		70
Termogaúcha	RS	Repsol-Ipiranga-Petrobras-CEEE	500				500
Termoalagoas	AL	RollsRoyce-Termogás-Algás-Ceal	150			150	
Termonorte I e II	RO	Termonorte Energia	404	144	80	180	
Termopernanbuco	PE	Guaraniana	500				500
Termorio	RJ	PRS-Petrobras	1.036		212	596	228
Termosergipe	SE	Energisa-Alliant-Petrobras	90		90		
Três Lagoas	MS	Petrobras	240		240		
Total			13.956	1.354	3.163	4.911	4.528

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

O PPT foi alvo de críticas oriundas de diversos setores da sociedade, seja pela eficácia de sua implantação, pela existência de outras alternativas para a expansão da geração ou mesmo pela amplitude das vantagens que foram destacadas pela adoção da geração termelétrica a gás natural. De fato, estudo realizado pela Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/UFRJ)[21], apontou que, embora as plantas geradoras a carvão apresentem níveis de emissões significativamente maiores que os de uma planta a gás natural, estas poderiam atender aos padrões estabelecidos pela legislação ambiental. Não podemos esquecer, entretanto, que a quase totalidade das usinas termelétricas deveria situar-se próxima dos grandes centros de carga, locais em que a questão da qualidade do ar é prioritária. Qual seja a legislação ambiental referida, é mais criterioso adotar padrões de emissão de material particulado da ordem de 0,29 kg/t (geração a gás natural) que da ordem de 20 kg/t (geração a carvão)[22].

[21] Revista Brasil Energia, n. 254, janeiro de 2002.
[22] Vide Tabela 1.4 (p.19).

Ainda em relação às usinas termelétricas a carvão, outro estudo, realizado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (Ibre/FGV), indicava que, em um empreendimento de geração de 500 MW, a opção pelo carvão representaria uma economia de divisas entre US$ 293 milhões e US$ 367 milhões[23]. Em um programa de 5.000 MW, essa economia seria superior a US$ 3 bilhões. Ademais, o estudo considera que um programa dessa ordem representaria um incremento econômico em toda a cadeia produtiva do carvão de cerca de US$ 2 bilhões, decorrentes da utilização de um combustível nacional, ao passo que, no caso de um programa equivalente utilizando gás natural, esses benefícios seriam menores, basicamente relacionados ao serviço de transporte. Entretanto, esses números projetavam um despacho de energia de 100%, computando, basicamente, as despesas com amortização, juros do empréstimo e importação do insumo. Como os custos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) são muito maiores para uma termelétrica a carvão[24], a falta de despacho comprometeria totalmente a viabilidade do empreendimento. Além disso, o estudo também não contempla o custo do transporte do carvão, detendo-se, principalmente, na questão da economia de divisas.

Outra alternativa para expandir a capacidade de geração do setor elétrico brasileiro é a repotenciação das usinas hidrelétricas existentes. A repotenciação envolve a modernização dos equipamentos das centrais antigas ou ainda daquelas com problemas de projeto. São coincidentes com reformas gerais de máquinas para cada 100 mil ou 200 mil horas de uso e podem ser classificadas em repotenciação leve, acrescendo cerca de 10% de ganhos na potência, ou repotenciação pesada, que inclui a troca do rotor e possibilita ganhos de 20% a 30%. A tabela 3.4 apresenta uma estimativa total desses ganhos, segundo os estudos da Aneel.

---

[23] O estudo comparou três plantas: o projeto Seival (500 MW), da Copelmi Mineração, no Rio Grande do Sul; a Usitesc (440 MW), da Carbonífera Criciúma/Metropolitana, em Santa Catarina; uma planta de 500 MW projetada para usar gás natural.

[24] Os custos de EPC giram entre US$ 1.000-US$ 1.100/kW ara uma planta a carvão e entre US$ 500-US$ 550/kW para uma planta a gás natural (Revista Brasil Energia, nº 254, janeiro de 2002).

Tabela 3.4 – Potencial de ganhos de eficiência com repotenciação.

Total da capacidade instalada com mais de 30 anos	10.885,16 MW
Potencial leve (ganhos de 10% de potência)	1.085,52 MW
Potencial pesado (ganhos de 30%, incluindo troca de rotor)	3.256,55 MW
Total da capacidade instalada entre 20 e 30 anos	21.833,25 MW
Potencial leve (ganhos de 10% de potência)	2.183,33 MW
Potencial pesado (ganhos de 20%, sem troca de rotor).	4.366,65 MW
Total de repotenciação leve	3.268,84 MW
Total de repotenciação pesada	7.623,20 MW

Fonte: Aneel (*apud* TAUTZ, Carlos. Rio de Janeiro: 2000)

Assim, os investimentos em repotenciação poderiam acrescentar uma capacidade instalada equivalente a metade de Itaipu, ou ainda, nos termos do PPT, poderiam significar metade da expansão prevista pelo programa termelétrico. Contudo, apesar das vantagens que aparentemente poderiam ser vistas na repotenciação, ela não satisfazia o papel da complementaridade que seria desejável em um parque hidrotérmico, o que equivale a dizer que ela não reduziria a dependência do parque hídrico.

A cogeração, produção simultânea e seqüencial de energia elétrica e energia térmica a partir de uma única fonte de energia (combustível), também poderia contribuir significativamente para a expansão do sistema. A cogeração pode assumir diferentes concepções (WALTER, 1994). Quando relacionada a instalações industriais, ela é favorecida em processos em que haja um resíduo (subproduto) que pode ser empregado como combustível. Justamente por isso é muito difundida entre as indústrias de celulose e, no caso brasileiro, mais ainda no setor sucroalcoleiro, com a utilização do bagaço da cana-de-açúcar. O potencial de cogeração, apenas no setor sucroalcoleiro, foi estimado em 3.851 MW[25], sendo que deste total, 1.582 MW poderiam ser gerados como excedente (CENBIO, *apud* ANEEL, 2002). A cogeração no setor sucroalcoleiro apresenta ainda uma característica de complementaridade

[25] A Comgás e a Gás Natural São Paulo Sul estimam um potencial de cogeração de 2.300 MW nas suas áreas de concessão (Revista Brasil Energia, nº 259, junho de 2002).

com a geração hidrelétrica, uma vez que o período de colheita da cana-de-açúcar ocorre exatamente no período de estiagem das chuvas, quando os níveis de água dos reservatórios das hidrelétricas começam a baixar.

A cogeração mostra-se, realmente, como uma alternativa importante não só para o aumento da capacidade de geração de energia no Brasil, mas também para a maior racionalidade energética do setor. Desempenhando o papel fundamental de reduzir a eletrotermia, a cogeração com gás natural substitui, com vantagens, as aplicações industriais térmicas da eletricidade. A vantagem da cogeração a gás natural em relação à eletrotermia decorre, fundamentalmente, de os processos daquela serem mais eficientes que os da eletrotermia, proporcionando taxas de conversão mais significativas, como vimos anteriormente. Se fosse implantada em larga escala nas unidades industriais, diminuiria a necessidade de investimentos em hidrelétricas e termelétricas. Estas, inclusive, apresentam taxas de eficiência de aproximadamente 60% que, se contabilizadas as perdas na transmissão, reduzem-se para cerca de 50%. Por outro lado, a eficiência de centrais cogeradoras é da ordem de 80%, podendo atingir taxas ainda maiores[26]. A tabela 3.5 identifica termelétricas em operação com cogeração a gás natural, mostrando a gama de empreendimentos para os quais estes investimentos podem ser viáveis:

[26] A central cogeradora do parque gráfico do jornal O Globo, no Rio de Janeiro, alcança 90% de eficiência (Revista Brasil Energia, nº 259, junho de 2002).

Tabela 3.5 – Termelétricas em operação com cogeração a gás natural.

Usina	Potência (MW)	Destino*	Município/Estado
Bayer	3,84	APE	São Paulo/SP
Carioca Shopping	3,2	APE	Rio de Janeiro/RJ
CesarPark Business Hotel	2,1	APE	Guarulhos/SP
Kaiser Jacareí	8,592	PIE	Jacareí/SP
Kaiser Pacatuba	5,552	PIE	Pacatuba/CE
Rhodia Paulínia	10	PIE	Paulínia/SP
Rhodia Santo André	11	PIE	Santo André/SP
Eucatex	9,8	PIE	Salto/SP
Globo	5,16	APE	Duque de Caxias/RJ
Iguatemi Fortaleza	4,794	APE	Fortaleza/CE
Inapel	1,204	APE	Guarulhos/SP
Messer	8	PIE	Jundiaí/SP
Millenium	4,781	APE	Camaçari/BA
Projac	4,95	APE	Rio de Janeiro/RJ
Stepie Ulb	3,3	PIE	Canoas/RS
Suape, CGDE, Koblitz Energia	4	PIE	Cabo de Sto. Agostinho/PE
Suzano	38,4	APE	Suzano/SP
Unid. Ger. Energia – Área II	6	APE	Limeira/SP
Potência total	**134,673**		

Fonte: Aneel.

* PIE: Produção independente de energia. APE: Autoprodução de energia.

Apesar de todas as vantagens que a cogeração pode proporcionar ao setor industrial e ao setor elétrico, a sua expansão encontra dificuldades para concretizar-se. Do ponto de vista institucional, não há, como acontece nos Estados Unidos, a obrigatoriedade de a distribuidora comprar os excedentes produzidos. Associado ao preço alto do combustível, estes fatores dificultam a obtenção de financiamento, dada a incerteza existente quanto ao fluxo de caixa do projeto. Na verdade, não há interesse das distribuidoras na compra dessa energia. Como muitos desses projetos apenas viabilizam-se com a venda dos excedentes, as

concessionárias de distribuição temem perder clientes que já sejam considerados "consumidores livres" para as centrais cobradoras. Ademais, dada a escassez de recursos para um *portfólio* de investimentos, a cogeração também concorre com projetos de investimentos diretos na produção.

Contudo, as maiores perspectivas de aproveitamentos energéticos (em acréscimos de capacidade) ainda encontram-se na geração hidrelétrica. Embora a quase totalidade da geração brasileira seja proveniente de usinas hidrelétricas, o índice de aproveitamentos do potencial existente das bacias hidrográficas é de apenas 23%, como mostra a tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Potenciais inventariado, existente e aproveitado e índices de aproveitamento por bacia.

Bacia Hidrográfica	Inventariado [a] (MW)	Existente [b] (MW)	Aproveitado [c] (MW)	[c/a]	[c/b]
Amazonas	31.899	105.410	592	0,02	0,01
Tocantins	24.831	27.540	5.394	0,22	0,20
Atlântico Norte/Nordeste	2.047	3.402	303	0,15	0,09
São Francisco	23.847	26.319	10.473	0,44	0,40
Atlântico Leste	12.037	14.092	2.367	0,20	0,17
Paraná	51.708	60.378	38.580	0,75	0,64
Uruguai	10.903	13.337	294	0,03	0,02
Atlântico Sudeste	7.327	9.617	2.508	0,34	0,26
Brasil	164.599	260.095	60.511	0,37	0,23

Fonte: ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2002.

Grande parte das críticas feitas ao PPT baseava-se nas possibilidades de expansão da geração hidráulica. Por outro lado, o que pesava contra esta alternativa eram as suas características de intensividade em capital, longo prazo para construção e distância dos grandes centros consumidores.

Assim, o PPT foi instituído sob uma forte resistência de vários grupos ligados tanto à universidade quanto à indústria, e apesar dos grandes incentivos[27] concedidos aos projetos termelétricos inseridos no PPT, a atratividade destes empreendimentos aos agentes privados foi inferior à esperada pelo governo. Como adverte Santos *et al.*, "o nível de incerteza é muito elevado, tornando-se difícil para os potenciais produtores independentes avaliarem a viabilidade de aceitarem essas novas condições para o gás, mas obrigarem-se a implementar os projetos até 2003" (2002, p.276).

Algumas considerações de caráter mais geral merecem ser colocadas neste ponto. Como vimos, o PPT foi inserido dentro de um amplo contexto de reformas no setor elétrico brasileiro. Estas reformas, porém, tiveram lugar em vários países do mundo. Hochstetler (1998) considera três fatores que teriam ensejado estas mudanças: as mudanças estruturais na economia mundial, o surgimento de novas tecnologias e os avanços na teoria econômica.

Os aspectos estruturais da economia mundial estão relacionados à volatilidade da oferta de combustíveis a partir dos anos 70, às mudanças nas legislações ambiental e nuclear, à volatilidade do custo de capital nas décadas de 70 e 80 e ao processo de liberalização econômica que trouxe uma nova visão do papel do Estado no começo dos anos 80. A maior parte destes aspectos já foi abordada em outros pontos deste trabalho.

Por sua vez, as mudanças tecnológicas verificadas no setor elétrico foram preponderantes nas décadas de 80 e 90. Hochstetler (1998) considera que os retornos crescentes de escala associados ao setor elétrico estiveram, freqüentemente, ligados aos avanços na transmissão, notadamente com a interligação e a transmissão em alta tensão, e aos ganhos de escala na geração. Na geração termelétrica estes retornos eram decorrentes de economias geométricas de escala, que tornavam mais econômica a construção de uma grande usina em vez de duas. Contudo, na década de 70, estes ganhos atingiram seu limite máximo, devido ao baixo fator capacidade[28]. Se, de um lado, as usinas de grande porte deparavam-se com os limites

[27] Vide página 50.

[28] "O fator capacidade é a taxa de utilização máxima da usina. Ela é determinada pelo tempo médio que a usina está disponível para operação, considerando-se os períodos em que a usina precisa ser desativada para fazer-se a manutenção do equipamento" (HOCHSTETLER, 1998, p. 14).

técnicos dos seus retornos, as inovações tecnológicas das pequenas usinas a gás natural, menos poluentes que as térmicas a carvão e óleo combustível, alcançaram níveis de eficiência térmica superiores[29], passando a ser a melhor alternativa de investimento. Estas inovações, que incluem ainda a tecnologia de geração a gás com ciclo combinado, permitiram: a) redução do tempo de implantação das usinas de um prazo médio de 10 anos para um ano; b) instalação das plantas próximas aos centros de carga, com menores custos de transmissão e; c) padronização da tecnologia, com produção em linha e redução dos custos de fabricação das usinas (HOCHSTETLER, 1998). Adicionalmente, a evolução dos centros de controle, planejamento e operação dos sistemas elétricos também constitui-se em um avanço tecnológico importante para o setor elétrico.

O terceiro vetor de mudanças considerado, os avanços na teoria econômica, refere-se às novas interpretações dos monopólios naturais, com profundos impactos nas estruturas de regulação destes monopólios. Para o setor elétrico, estes avanços estão relacionados, primordialmente, ao estudo das instituições econômicas, a redefinição do monopólio natural e ao estudo da restrição regulatória. Alguns destes aspectos ainda serão abordados neste trabalho.

A exploração destes elementos lança algumas luzes sobre a opção termelétrica para a expansão da geração. De fato, visto que os grandes potenciais hidráulicos remanescentes do país encontram-se muito afastados dos principais centros de carga, projetos ge geração hidrelétrica necessitam de grandes investimentos em linhas de transmissão. Este quadro, associado ainda a contingências ambientais e outros elementos, mostrava que as novas hidrelétricas seriam implantadas com custos elevando-se rapidamente. Ademais, estes projetos apresentam um longo prazo de implantação. Dessa maneira, a opção termelétrica

[29] A eficiência térmica média das antigas usinas era de 32,9% em 1965. Operando em condições extremamente críticas poderiam alcançar algo em torno de 40%, embora não de forma sustentável. As novas turbinas a gás tinham eficiência térmica média superioires a 40%, adotando o ciclo Brayton. Com a tecnologia do ciclo combinado, passram a alcançar patamares acima de 50%, com projeções para que se atinja até 65% (HOCHSTETLER, 1998).

apresentava-se como a mais oportuna naquele momento, seja pelas menores inversões de capital exigidas nestes empreendimentos, determinada pela escala dos projetos e pela proximidade dos centros de carga, eliminando a necessidade de investimentos em transmissão; seja pela maturação mais rápida dos investimentos, o que favorecia a atração do capital privado; seja pelo período curto de implantação, o que era condizente com as perspectivas emergenciais do momento. Restava ainda o componente do risco que, esperava-se, fosse minimizado com os incentivos e garantias dadas pelo Ministério de Minas e Energia àquelas plantas que fossem enquadradas nos termos do PPT, atraindo, assim, os investidores privados.

Vale lembrar que a motivação inicial do PPT visava reduzir a vulnerabilidade da rede de transmissão, uma vez que as termelétricas ficam localizadas próximas aos centros de carga. Projetava-se também a operação destas usinas na base do sistema. Esta orientação inicial foi mudada ao longo do programa, passando a assumir um aspecto de emergencialidade, frente ao risco do déficit que aumentava progressivamente. A projeção de operação na base também foi reorientada para a operação na ponta. A operação das usinas na base era extremamente favorável a Petrobras, pois garantiria a demanda para o gás natural boliviano e, conseqüentemente, a monetização das suas reservas em tempo muito inferior ao projetado. Contudo, este aspecto sofreu duras resistências do setor elétrico, que o interpretava como um vertimento de água desnecessário dos reservatórios, caracterizando, em outras palavras, um desperdício de energia.

Vários fatores contribuíram para a inviabilização dos projetos relacionados no PPT, pelo menos com a dimensão projetada inicialmente. Destacamos aqueles mais relevantes:

a) Incompatibilidade das estruturas tarifárias do setor gasífero (de base trimestral) e do setor elétrico (de base anual), o que criava um problema no repasse às tarifas de energia elétrica das variações dos preços do gás natural;

b) Modelo energético orientado às hidrelétricas que criava, por exemplo, uma oneração excessiva à geração termelétrica pelo modelo de tarifas de distribuição[30] (selo postal), desconsiderando a proximidade das usinas em relação aos centros de carga;
c) A maxidesvalorização cambial ocorrida em janeiro de 1999 que, além de comprometer toda a estrutura de financiamento e viabilidade do Gasbol, trouxe um elemento de incerteza econômica crítico aos projetos termelétricos;
d) A elevação dos preços do petróleo nos mercados internacionais e, conseqüentemente, o aumento da cesta de referência utilizada como parâmetro para a definição das tarifas de gás natural.

Assim, a ambiciosa carteira inicial de projetos do PPT foi sendo paulatinamente reduzida e, como veremos adiante, mesmo dentre aqueles projetos aprovados com a participação da Petrobras, só o foram com a disposição da empresa em assumir riscos excessivos. Portanto, avaliados os fatores conjunturais da crise do setor elétrico brasileiro, é importante observar que a maior parte dos projetos que deveriam ser implementados dentro desse quadro o seria diante da modalidade de contratos de *project finance*. Desse modo, em seguida, este trabalho detém-se na caracterização destes contratos, pois a sua viabilização estava na base do sucesso desses empreendimentos.

[30] Um sistema de transmissão pode utilizar-de, basicamente, de dois modelos de estrutura tarifária: a) o MW-milha, que considera a distância "percorrida" pela energia e, b) selo postal, que não discrimina a dimensão da distância. Utiliza-se o selo postal porque o MW-milha tem a desvantagem de aumentar as desigualdades sócias, impondo tarifas mais caras em regiões periféricas, e de não garantir a remuneração do capital para o investidor.

4 – OS CONTRATOS DE *PROJECT FINANCE*

O processo de desregulamentação que diversos setores de infra-estrutura têm atravessado no Brasil proporcionou oportunidades de negócios para grandes investidores externos, notadamente naqueles segmentos intensivos em capital, como geração de energia, telecomunicações e exploração e produção de petróleo e gás natural. Como estes projetos demandam grandes volumes de capital, têm-se adotado, para o financiamento de muitos destes projetos, o modelo de *project finance*.

Esta modalidade de financiamento passou a ser mais incorporada em estruturas de financiamento a partir do final dos anos 70, quando, depois de uma década de excesso de liquidez nos mercados de crédito internacionais, o contexto favorável para financiamento de projetos começou a deteriorar-se. Pinto Jr. (1999, p.163) aponta rês fatores para esta mudança de quadro:

> [...] i) o aumento explosivo das taxas de juros internacionais, elevando os encargos financeiros da dívida externa anteriormente contratada; ii) o segundo choque do petróleo e a implementação de uma política energética que incentivava a substituição dos derivados por outras fontes de energia, utilizando como instrumento a compressão das tarifas elétricas; e iii) em 1982, com a moratória mexicana, as restrições financeiras tornaram-se mais agudas, pois os créditos internacionais provenientes dos bancos privados internacionais começaram a estancar.

No Brasil, poderíamos ainda acrescentar o fato de o Estado ter sido, historicamente, o grande provedor de infra-estrutura para o desenvolvimento, tradição que remonta desde os anos 40 e segue até a crise de liquidez internacional acima referenciada. Desta maneira, todos os riscos dos empreendimentos recaíam sobre o governo e nas estatais por ele controladas. A partir dos anos 80 inicia-se um processo de questionamento e revisão do papel do Estado na economia, resultando no seu afastamento gradual de atividades que poderiam ser desenvolvidas por agentes privados. Com isso, outra etapa deste processo iniciava-se, promovendo a desregulamentação da economia e a inversão de capitais estrangeiros em projetos no Brasil.

Como os capitais privados não se dispõem a suportar, sozinhos, todos os riscos de investimentos em infra-estrutura, dada a intensividade de capital destes projetos e os riscos significativos que eles possuem na fase de construção, passou-se a dar mais atenção ao problema do gerenciamento do risco. A alocação dos riscos entre diferentes agentes é uma alternativa para este gerenciamento e, como veremos, é uma das principais características do *project finance*.

Teoricamente, um contrato de *project finance* baseia-se na "teoria dos empréstimos" (*lending theory*), que estabelece dois meios de avaliação para um financiamento: uma visão voltada para os ativos (*asset*) e outra para o fluxo de caixa (*cash flow*)[31]. A visão tradicional, fundamentada no valor dos ativos, combinando-o com a análise da renda pessoal ou da credibilidade do tomador de empréstimo, não mostrava-se mais suficiente à medida que o valor dos financiamentos elevava-se consideravelmente e demandava maior complexidade. Neste novo contexto, a análise do fluxo de caixa passou a prevalecer sobre a visão tradicional.

Finnerty (1999, p. 2) define *project finance* como:

> [...] a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender aos serviços de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto.

Outros aspectos importantes de um *project finance* são destacados na observação de Bonomi e Malvessi (2002, pp. 20) ao afirmarem que "é um exercício de engenharia financeira que permite que as partes envolvidas em um empreendimento possam realiza-lo, assumindo diferentes responsabilidades, ou diferentes combinações de risco e retorno, de acordo com suas respectivas preferências".

---

[31] RIBEIRO (1996).

Hoffman (1998) chama a atenção para o fato de que o termo *project finance* é, muitas vezes, mal entendido, passando a significar, em alguns círculos, o levantamento de recursos para qualquer projeto, enquanto em outros, é entendido como uma opção extrema de financiamento para remediar situações financeiras muito críticas. A primeira observação é equivocada porque o termo *project finance* não se aplica a qualquer projeto, mas somente àqueles que podem ser considerados como uma unidade econômica independente. A segunda observação, também equivocada, não encontra fundamento teórico, seja pela ótica da rentabilidade ou do risco do projeto. A utilização de mecanismos mitigadores de riscos, como diversos tipos de contratos, reduz, consideravelmente, a exposição a estes riscos. Uma preocupção que deve caber ao abuso de estruturas de *project finance* é a sua utilização para aumentar a alavancagem financeira dos projetos, dada a participação de capital de terceiros, usando as receitas futuras do projeto como garantias do empreendimento.

4.1 – Estrutura e características de um contrato de *project finance*.

Um *project finance* é uma estrutura de arranjos contratuais, englobando diversas partes para as quais haja uma "comunidade de interesses" em torno da realização de um projeto. A concretização desses arranjos contratuais é uma das primeiras barreiras ao uso desta modalidade de financiamento. Como eles envolvem pesados custos legais e de pesquisa, ou seja, têm altos custos de transação, geralmente só se viabilizam para grandes empreendimentos, o que os torna atraentes para projetos de infra-estrutura. De fato, Chen *et al.* (*apud* FINNERTY, 1999) identificam que, entre o primeiro trimestre de 1987 e o terceiro trimestre de 1989, 168 projetos foram financiados por este modelo. Desses, 102 eram projetos de cogeração e outras formas de geração de energia[32].

Referindo-se a uma unidade econômica independente, o *project finance* exige a separação contábil e física dos ativos do projeto com os outros ativos dos empreendedores. Assim, é

[32] A participação expressiva dos projetos de cogeração está associada ao fato de que o PURPA (*Public Utility Regulatory Police Act*), nos EUA, obriga as distribuidoras de energia a comprarem a energia produzida por esses produtores independentes. O mesmo não ocorre no Brasil, aumentando os riscos de mercado do projeto.

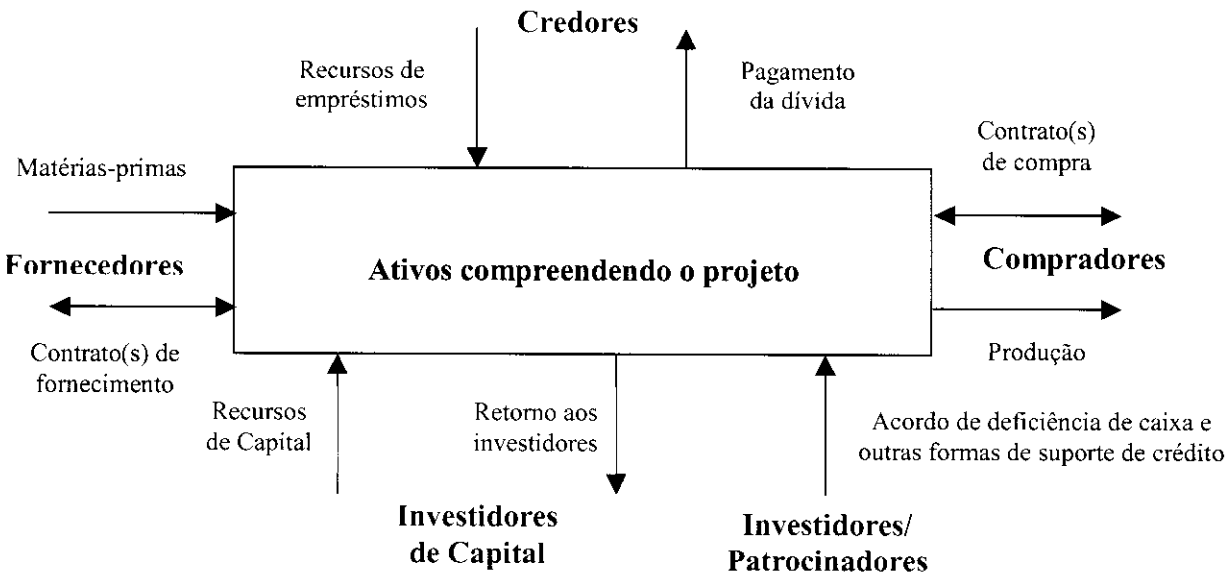
possível identificar, isoladamente, as receitas e o fluxo de caixa que irão garantir a financiabilidade do projeto. A diversidade dos participantes envolvidos na tessitura destes contratos é grande, mas quatro merecem ser destacados. Vieira *et al.* (1999, pp. 8-9) os classificam da seguinte maneira:

> - Patrocinadores (sponsors) e donos (equity holders): consórcio formado por partes interessadas no projeto, como fornecedores, compradores do produto final, transportadores, operadores etc. Os patrocinadores têm interesse direto no projeto, que torna-se mais uma oportunidade de negócio. Por isso, seus envolvimentos vão desde compromisso de serviços, garantias e absorção de determinados riscos, até o desembolso direto de capital para a execução do projeto. Os donos do empreendimento (equity holders) muitas vezes fazem parte desse consórcio e o projeto, em geral, é uma necessidade para a continuidade ou ampliação de seus negócios.
> - Developer: agente que, em geral, forma a idéia e os contatos iniciais do projeto, coordenado-o até sua entrada em operação. Existiram muitos "developers puros" nos EUA nos anos 80; estes não entravam com capital e saiam quando do início da operação, recebendo um development fee. Esta figura é hoje rara e o developer pode ser um dos sponsors ou um dos equity holders.
> - Bancos: muitas vezes, dependendo da magnitude do empreendimento, um único banco não assumirá sozinho o empréstimo de todo capital necessário ao projeto. Forma-se, então, um sindicato de bancos para viabilizar o financiamento. O capital de terceiros (lenders) que se pode obter não se restringe aos bancos, existindo outras instituições que tipicamente estão interessadas em financiar empreendimentos com risco, como os fundos de pensão[33], as agências de crédito externo etc, que podem estar associados ou não ao sindicato de bancos.
> - "Quase-donos" (quasi-equity): agente que, em certos projetos, situa-se entre os equity holders e os lenders. Este agente detém parte da dívida e, em caso de problemas, ele tem preferência de recebimento sobre os equity holders, mas não sobre os lenders. Os instrumentos de suporte deste agente são os títulos, bônus ou debêntures (conversíveis ou não em ações) e funcionam como uma ação preferencial. É muito usada junto a Fundos de Pensão e Fundos de Investimentos.

[33] "Vale destacar que no Brasil os fundos de pensão não vêm participando desse tipo de financiamento por não assumirem os riscos envolvidos, ao contrário de seus similares em outros países como estados Unidos e Chile. Os fundos de pensão brasileiros priorizam aplicações em processos de privatização (menor risco sobre as receitas futuras)" (nota de VIEIRA, 1999).

Como um contrato de *project finance* envolve várias partes, exige uma engenharia financeira criteriosa, a fim de identificar corretamente os riscos do projeto e proceder à alocação dos riscos entre os participantes. Os elementos básicos que compõem estes contratos estão representados na figura 4.1.

Figura 4.1 – Os elementos básicos de um *project finance*.



Fonte: FINNERTY, John D. *Project Finance*: Engenharia Financeira Baseada em Ativos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

Todas os relacionamentos entre os agentes e o projeto, mostrados na figura acima, são estabelecidos mediante contratos. É importante lembrar que, como o projeto torna-se uma unidade econômica independente, ele também assume uma personalidade jurídica própria. No caso brasileiro cria-se uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) que é a pessoa jurídica com o qual os participantes irão celebrar os contratos. Finnerty (1999, p. 4) dá uma definição clara de quando a adoção desta estrutura é vantajosa para uma empresa, o que ocorreria quando:

> [...] (1) a produção do projeto tiver uma demanda tão forte que os compradores estejam dispostos a aceitar contratos de compra de longo prazo e, (2) os contratos tiverem condições fortes o suficiente para que os bancos estejam dispostos a adiantar recursos para financiar a construção com base nos contratos.

Em princípio, um *sponsor* pode beneficiar-se desta modalidade porque ela permite a diluição dos riscos do projeto entre os participantes, conforme as parcelas do risco mais afeitas para cada um deles. Podemos imaginar um projeto em que o risco poderia comprometer definitivamente o equilíbrio financeiro da uma única empresa e, nesse caso, o *project finance* torna-se uma alternativa interessante para que o empreendedor não perca a oportunidade do negócio. Por outro lado, podemos imaginar também que o projeto seja muito atraente, mas que o empreendedor não disponha dos fundos necessários para a sua implementação. Nesse caso, a participação de terceiros complementa e viabiliza os investimentos para o projeto, que não ocorreria, dada a escassez de recursos do empreendedor. Este ponto proporciona grande flexibilidade para o *project finance*, pois os recursos podem ser oriundos tanto de instituições financeiras como de parceiros com disponibilidade de capital que possam envolver-se tecnicamente com o projeto, na construção ou na operação, por exemplo. Com isso, o projeto ainda se beneficia com a *expertise* desses parceiros.

Quando a participação de terceiros ocorre, abre-se a possibilidade, para o *sponsor*, de conseguir uma alta alavancagem do seu capital. Em contrapartida, assumirá também uma parcela maior dos riscos. A **capacidade de alavancagem financeira** é uma das características importantes do *project finance*. Poderíamos pensar, contudo, que o aumento do endividamento ou a maior exposição a riscos aumentaria o risco de crédito do *sponsor*, dificultando outros aportes de capital. Entretanto, as **operações, ativos e fluxo de caixa são segregados** dos outros ativos do patrocinador (*off-balance-sheet*)[34]. Como os fluxos de caixa não podem ser realçados nas demonstrações da empresa patrocinadora, são reservados apenas para atividades relacionadas ao projeto, permitindo uma **maior flexibilidade financeira**. A separação contábil também permite uma **maior capacidade de controle dos agentes envolvidos**, pois não fica restrito ao controle do operador. Juntamente com a **alocação dos riscos** e a **estruturação minuciosa dos contratos de dívida**, estas são as características principais de um *project finance*.

[34] Contudo, buscando uma maior transparência das operações corporativas, a SEC (*Security Exchange Comission*) exige, nos EUA, a referência desses projetos nas notas do balanço das empresas.

4.2 - Critérios de viabilidade e riscos

A análise de viabilidade do projeto é fundamental para a obtenção de recursos com os investidores, seja porque precisam conhecer os riscos que correm ao financiar o projeto, para solicitarem a remuneração adequada a este risco ou, ainda, pelo fato de que os contratos de *project finance*, tradicionalmente, incluem direitos de regresso limitados ou, caso mais extremo para o investidor, não incluem nenhum direito de regresso sobre outros ativos dos patrocinadores. O que se procura é o mapeamento das variáveis que podem influenciar e comprometer o sucesso do projeto e é nesta etapa que se incorre em grande parte dos custos da operação, pois ela reflete as despesas de pesquisa e estudo e os custos legais de elaboração dos contratos.

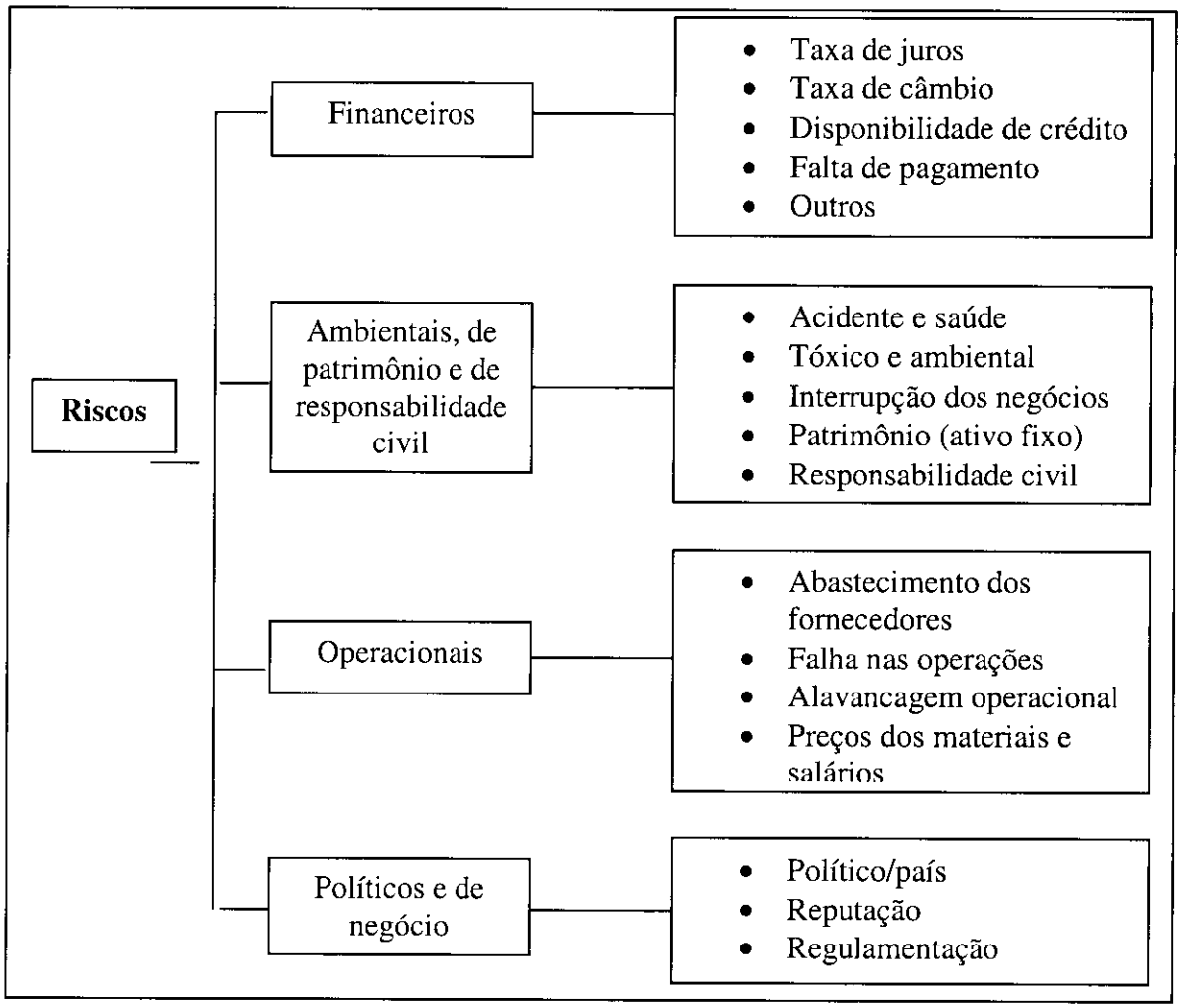
A viabilidade técnica está relacionada aos processos tecnológicos adotados pelo empreendimento e ao projeto das instalações. Tecnologias novas ou não comprovadas exigirão a construção de instalações de testes ou plantas-piloto para verificar a aplicabilidade da tecnologia. A escala do projeto é outro fator relevante para a viabilidade técnica, uma vez que, mesmo que a tecnologia seja comprovada, o projeto pode apresentar uma escala de operação bem maior que aquelas comumente utilizadas. Condições ambientais também podem representar sérias restrições às tecnologias empregadas. Finnerty (1999) cita a construção de um gasoduto no Ártico e a produção *offshore* de petróleo no Mar do Norte como exemplos de casos em que as condições ambientais severas exigiram mudanças significativas nos projetos originais. Além disso, alguns projetos podem necessitar de uma infra-estrutura adicional, como estradas, ferrovias, energia elétrica e habitações. Nesses casos, a responsabilidade destes custos deve ficar claramente atrelada aos custos ou negociada com terceiros como, por exemplo, o governo anfitrião de um grande empreendimento.

Em relação à viabilidade econômica, o ponto fundamental é identificar se o fluxo de caixa do projeto tem um valor presente líquido (VPL) positivo. Em segundo lugar, são importantes os estudos para verificar se as condições projetadas de oferta e demanda ao longo do ciclo de vida do projeto são razoáveis. Também é importante o conhecimento dos produtos concorrentes e de seus custos de produção relativos e, ainda, em que nível a obsolescência tecnológica pode afetar esses custos. Análises de sensibilidade poderão indicar a vulnerabilidade do projeto a flutuações de preços e variações nos custos operacionais. Finnerty (1999) salienta que a capacidade de obtenção de crédito de um projeto que "não possui qualquer histórico operacional no momento do financiamento da sua dívida inicial" (p. 37), é uma função do crédito derivado do valor inerente dos ativos do projeto, da lucratividade esperada do projeto, do valor em risco do capital próprio dos patrocinadores e do suporte de crédito derivado indiretamente de garantias de terceiros.

As condições projetadas nos estudos de viabilidade irão ser incorporadas nos arranjos de garantia dos contratos. Estes arranjos orientam-se, fundamentalmente, em dois sentidos: a) garantias para a conclusão do projeto e, b) garantias para o pagamento do serviço da dívida. São operacionalizadas em uma diversidade de contratos que integram o projeto como, por exemplo, contratos de compra e venda da produção. Sua função primordial é de reduzir os riscos para os participantes.

Há uma variedade de riscos aos quais um projeto pode ficar exposto e uma atividade fundamental para a implementação de um *project finance* é, como já foi dito, a identificação destes riscos para, a partir daí, buscar sua mensuração e mitigação através de diversos mecanismos. A figura 4.2 apresenta, de forma sucinta, os principais tipos de risco, agrupados pela sua natureza:

Figura 4.2 – Quadro de riscos de um *project finance*.



Fonte: BONOMI & MALVESSI. Project Finance no Brasil: fundamentos e estudo de casos. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

No caso de projetos de infra-estrutura, apesar de serem capital-intensivos, calcula-se uma maior previsibilidade da receita, notadamente naqueles casos em que houver monopólio para o projeto. Esta característica pode viabilizar contratos de venda antes do início das operações. Algumas vezes, mesmo essa previsibilidade da receita não é suficiente e os financiadores exigirão contratos para garantir as receitas (*take-or-pay* ou *deliver-or-pay*, por exemplo). Essas cláusulas procuram reduzir o risco de mercado do projeto e podem garantir o retorno, ao menos sobre os custos fixos do empreendimento.

Os riscos relacionados na tabela anterior necessitam, para a viabilização do *project finance*, de instrumentos de mitigação. Estes instrumentos podem ser classificados, segundo a

definição de Bonomi e Malvessi (2002) em riscos estratégicos com coberturas contratuais, riscos seguráveis e riscos com cobertura por derivativos.

Os riscos passíveis de coberturas contratuais estão relacionados a aspectos estratégicos do projeto como, por exemplo, o caso de demandas não asseguradas por serem muito instáveis ou dependerem de fatores externos. Nesse caso, contratos de *take-or-pay* podem mitigar o risco nos fluxos de caixa projetados. Já os riscos seguráveis são aqueles que podem ser reduzidos por coberturas de apólices de seguros. São conhecidos como *Performance Bonds*, que dão coberturas a riscos de engenharia, lucros cessantes e, com instrumentos de seguros mais sofisticados, coberturas de risco político. Por fim, os riscos com cobertura por derivativos são aqueles que podem ser mitigados com derivativos, ou seja, instrumentos financeiros que derivam seu valor de outros ativos, como o caso dos contratos a termo e dos contratos de opção.

Por fim, vale a pena fazer mais uma observação particular ao setor de infra-estrutura. Como diz Pinto Jr. (1999, p. 167):

> [...] os setores que compõem a infra-estrutura econômica possuem características peculiares que os distinguem de outros setores da economia. São elas as elevadas escalas de investimento demandadas e os riscos significativos na fase de construção do projeto. Estas características tornam o gerenciamento de riscos crucial para a associação de capitais privados em empreendimentos ligados à infra-estrutura econômica.

Como se nota, a percepção de risco é diferente para os investimentos em infra-estrutura, dadas as suas especificidades. Uma outra questão que se coloca para este tipo de projeto é que a demanda por infra-estrutura decorre, geralmente, do crescimento econômico. Para países em desenvolvimento, Studart (*apud* PINTO JR, 1999) aponta dois fatores que dificultam o financiamento do desenvolvimento econômico, especialmente em projetos de médio e longo prazos. Primeiro, os mercados de títulos (particularmente de longo prazo) são incipientes ou sequer existem, o que faz com que seus sistemas financeiros sejam dominados por instituições de crédito. Segundo, o processo de crescimento econômico tem alto grau de incerteza e novas tecnologias, setores e processos de produção resultam na

dificuldade de avaliação dos riscos. Da primeira observação, depreendemos que, para o financiamento da infra-estrutura restariam, nos países em desenvolvimento, as alternativas do autofinanciamento e dos recursos externos. A dependência dos recursos externos implica em novos custos para o projeto, representados pelo risco-país, risco soberano e risco de moeda. Da segunda observação, constatamos que o crescente ritmo de inovações tecnológicas pode representar um obstáculo para a viabilização de projetos em setores muito dinâmicos.

4.3 - *Project finance* no Brasil

Embora as formas modernas do *project finance* tenham surgido no Reino Unido, no início dos anos 70, associadas à expansão das plataformas continentais de exploração de petróleo e gás, só passaram a ser utilizadas no Brasil nos anos 90, face ao processo de privatização ocorrido desde então (BONOMI & MALVESSI, 2002). As empresas, premidas pela alta necessidade de investimentos, buscaram novas formas de financiamento que permitissem a divisão dos riscos e o não comprometimento dos seus ativos com o endividamento dos novos empreendimentos.

Em relação às garantias são raros, em verdade, os projetos *non-recourse*, ou seja, aqueles projetos em que não há vinculação do patrimônio dos acionistas e *sponsors* com o pagamento das obrigações do empreendimento. No Brasil são mais comuns os projetos estruturados com *limited-recourse*, que contemplam os credores com um conjunto de garantias referentes tanto aos fluxos de caixa do projeto quanto a garantias cedidas pelos acionistas e *sponsors*.

As operações de *project finance* no Brasil, além das incertezas inerentes às características de longo prazo destes projetos, contam ainda com o risco da variação cambial e também do

risco-país[35]. Juridicamente, a inexistência de legislação específica para contratos de *project finance* também mostra-se um ponto de incerteza para os investidores. A esse aspecto soma-se ainda o fato de, pela novidade destes temas no sistema judiciário brasileiro, não haver jurisprudência constituída sobre esta matéria. Bonomi e Malvessi (2002) argumentam também que a adoção do Direito Romano como base do sistema legal brasileiro, em oposição ao sistema consuetudinário adotado, por exemplo, pelos sistemas norte-americano e britânico, gera uma menor flexibilidade para as decisões judiciais.

No Brasil, muitos dos contratos de *project finance* são realizados para financiamento de obras relacionadas a concessões públicas. Assim, as relações entre o poder público concedente e o concessionário são fundamentais para a viabilização destes projetos. Os problemas que recentemente envolveram a Rodonorte, no Paraná, e a Via Lagos, no Rio de Janeiro, ambas concessionárias de rodovias, são significativos dos riscos que podem advir desta relação. Nos dois casos, os governos estaduais fixaram, unilateralmente, a redução das tarifas de pedágio, levando as concessionárias ao recurso judicial para conseguirem novamente o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Riscos desta natureza podem ser avaliados como riscos de *hold-up*, ou seja, o risco de exposição a comportamentos oportunistas *ex-post* a realização de investimentos específicos. Söllner (*apud* SANTOS, 2001, pp. 19-20) define-o da seguinte maneira: "the term 'hold-up' describes cases in which the other party can be forced to renegotiate a contract [...] The individual output of a relationship depends, to a large extent, on the behaviour of the exchange partner". O risco de *hold-up* está diretamente relacionado com a especificidade dos ativos envolvidos na transação, pois quanto mais específico o ativo, menor a disponibilidade de usos alternativos àquele ao qual está sendo destinado. Milgrom e Roberts (*apud* SANTOS, 2001, p. 20) acrescenta que "the fear of hold-up can deter people from investing in highly specific assets, reducing the total value to be shared. This is the real social cost oh the hold-up problem". No limite, o *hold-up problem* pode levar a ameaças de rompimento da relação contratual, caso o agente exposto ao risco (no exemplo,

[35] O risco-país reflete a percepção de segurança que os investidores estrangeiros têm em relação à capacidade de um país de pagar sua dívida externa. Para o Brasil, esse risco já oscilou entre 337 pontos (22/10/1997) e 2.436 pontos (27/09/2002).

as concessionárias de rodovias) não façam concessões ao agente oportunista. Nesses casos, um marco legal e regulatório sólido é de fundamental importância.

Voltando à aplicação do *project finance* no Brasil, no caso do setor elétrico brasileiro, as mudanças iniciadas nos anos 90 e aceleradas em função da crise pela qual passou o setor recentemente, elevaram consideravelmente o volume de investimentos no setor, notadamente por operações de *project finance*. Esses investimentos, além dos contratos usuais neste tipo de projeto, apresentam contratos específicos. Lopes (2003) relaciona, da maneira como segue, os dispositivos contratuais que suportam um *project finance* para um projeto termelétrico a gás natural no Brasil:

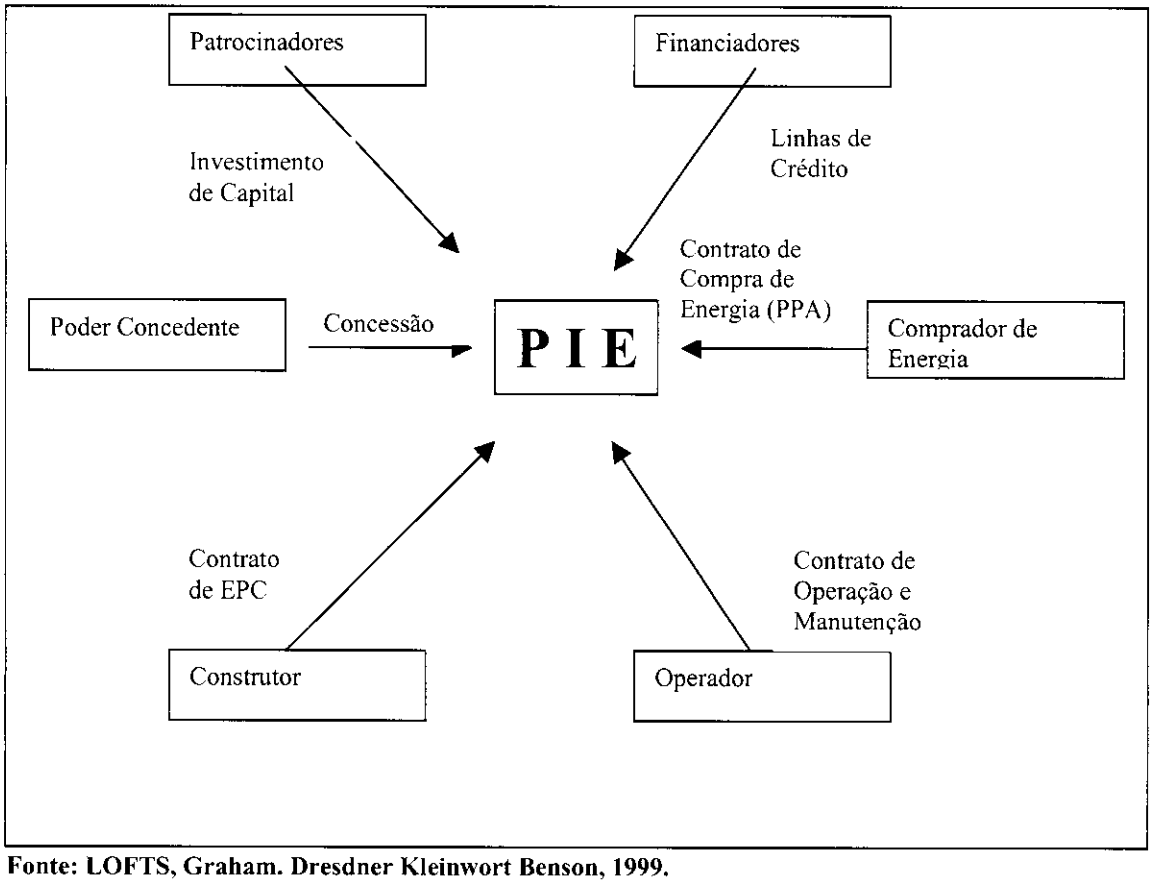
a) Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção (EPC - *Engineering, Procurement and Construction*): fornecimento de serviços de engenharia, equipamentos e serviços necessários à construção do empreendimento;
b) Contrato de Compra de Energia Elétrica (PPA – *Power Purchase Agreement*): define os termos da comercialização de energia, seus preços, condições de reajuste e outros pontos relacionados. São do tipo *take-or-pay* para uma quantidade específica de energia, e são contratos financeiros no sentido de que os compradores não determinam a produção da usina e o vendedor não é punido se não gera-la. O comprador tem a obrigação de pagar pela energia contratada independentemente da produção real da usina, e o vendedor tem a obrigação de adquirir a energia no mercado aberto (*spot*) caso não gere a quantidade contratada;
c) Contrato de Fornecimento de Gás (GSA – *Gas Supply Agreement*): garante o suprimento de gás natural para a unidade geradora de energia elétrica. A regulação brasileira prevê dois contratos, um entre o produtor de gás natural e a distribuidora local de gás natural, e outro entre a distribuidora local e a planta termelétrica;
d) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (CUST): é celebrado entre a unidade geradora e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Define o uso da rede básica de transmissão pelo empreendimento termelétrico e a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos interligados;

e) Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (CCT): celebrado entre a unidade geradora e a concessionária de transmissão ou distribuição. Estabelece condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da usina termelétrica com a rede básica, através dos pontos de conexão das outras partes relacionadas (concessionárias).

f) Contrato de Operação e Manutenção (O&M): é o instrumento que assegura que a usina pode ser operada e mantida de acordo com as práticas correntes da indústria e de maneira adequada a atender as exigências dos credores.

A figura 4.3 exemplifica a estrutura de um *project finance* para um Produtor Independente de Energia[36] (PIE).

Figura 4.3– Componentes de Estrutura Clássica de Produtor Independente de Energia (PIE).



Fonte: LOFTS, Graham. Dresdner Kleinwort Benson, 1999.

[36] Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.

Entretanto, segundo Lofts (1999), os investimentos em geração de energia, via *project finance*, são mais atraentes para os investidores e *sponsors* quando destinados a plantas termelétricas, em vez de hidrelétricas. Justifica sua visão afirmando que há um conjunto de riscos que as hidrelétricas apresentam, relativos aos riscos ambiental, social, de reassentamento, geológico e hidrológico. Os prazos de construção maiores também aumentam as possibilidades de custos e sobrecustos. Em relação aos contratos de PPA, as hidrelétricas têm maior dificuldade para contratar a venda de energia face ao longo período para entrada de operação.

As razões apontadas por Lofts não representaram, na realidade, uma ampla vantagem para os empreendimentos termelétricos. Para a Petrobras, de uma carteira de 29 projetos termelétricos, apenas dois conseguiram estruturar um financiamento dentro do modelo de *project finance*. Por outro lado, os projetos hidrelétricos de Itá, Serra da Mesa, Machadinho e Porto Primavera conseguiram viabilizar o financiamento, apesar dos aspectos negativos apontados. A UHE Itá, um projeto de 1.450 MW e orçado em mais de US$ 1 bilhão, conseguiu ainda estruturar um *project finance non-recourse*. Na verdade, o risco cambial, dado o preço do gás boliviano, o risco de mercado, dada a volatilidade de preços do Mercado Atacadista de Energia (MAE), têm-se constituído em barreiras tão restritivas aos projetos termelétricos quanto àquelas citadas por Lofts para os projetos hidrelétricos.

Ademais, a operação em caráter complementar que se pretende dar às termelétricas no Brasil, não as posiciona como virtuais candidatas ao *project finance*. Este modelo exige a alocação dos riscos entre os agentes e os riscos que o mercado de energia impõem ao investidor, na atual estrutura do setor elétrico, podem tornar-se onerosos demais para os participantes, pois geram uma grande incerteza quanto ao fluxo de caixa do projeto. Dentre os empreendimentos termelétricos viabilizados com *project finance*, estes riscos foram substancialmente mitigados. Na UTE Termobahia e UTE Ibirité, ambos projetos que contam com a Petrobras como *sponsor*, a viabilização foi conseguida porque a estatal participou também com a garantia de compra da energia produzida (*off-taking*). Na Termopernambuco, a Guaraniana surgia como patrocinadora do projeto e garantia a compra

da energia através da Celpe e da Coelba, concessionária de distribuição de energia elétrica de Pernambuco e da Bahia[37]. Como as duas distribuidoras também são controladas pelo Grupo Guaraniana, o projeto ficava caracterizado como uma autocontratação (*self-dealing).*

Outro ponto fundamental que dificulta a estruturação do conjunto de contratos necessários para um empreendimento termelétrico nesta modalidade de financiamento está relacionado aos riscos cambial e de mercado embutidos no preço do gás natural boliviano. O preço do gás é definido, trimestralmente, em função dos preços, no mercado internacional, de uma cesta de óleos, associada ainda à variação cambial. Assim, dada a volatilidade dos preços internacionais e a oscilação cambial, tem-se um risco significativo no contrato de fornecimento de gás natural.

O reajuste trimestral dos preços do gás natural, quando comparado com o reajuste anual das tarifas de energia elétrica, também constitui-se em outro complicador para a estruturação desses contratos. Este hiato temporal cria um desalinhamento entre os reajustes, representando um risco para a concessionária de distribuição de energia elétrica, que fica com a condição de suportar aumentos do preço de gás e só poder repassa-los às tarifas de energia no seu reajuste anual.

A volatilidade do preço da energia no mercado aberto também é um importante risco de mercado para os agentes, pois o preço *spot* da energia elétrica pode baixar a preços muito inferiores àqueles estabelecidos nos contratos de PPA, dificultando a contratação da energia por parte da concessionária. Por fim, devemos considerar ainda, de maneira sistêmica, o risco de incerteza regulatória que o setor elétrico e de gás natural ainda apresentam.

Nesse contexto, embora a modalidade de *project finance* pudesse abrir oportunidade para a ampliação do parque termelétrico brasileiro, preponderantemente das plantas a gás natural, a instabilidade do mercado de energia não garantia a alocação de riscos e a previsibilidade dos fluxos de caixa necessária para a viabilização desses projetos. É nesse momento que a

[37] Deve-se lembrar também que a construção de uma termelétrica no Estado de Pernambuco também era uma imposição legal, resultante do processo de privatização da Celpe.

Petrobras se apresenta como grande investidora desses projetos, atuando como *sponsor* em um grande *portfólio* de investimentos. Resta então, como objetivo final deste trabalho, abordar mais detidamente a dinâmica do processo que pretendia articular a consolidação da Petrobras como empresa de energia, seus objetivos ao iniciar investimentos em geração termelétrica, via contratos de *project finance* e, por fim, analisar a sua atuação neste setor, observando os aspectos críticos do negócio e os resultados alcançados pela estatal, verificando em que medida os objetivos da Petrobras foram alcançados, dentro da articulação dos seus negócios com o seu planejamento estratégico.

5 – O Posicionamento da Petrobras como Empresa de Energia e seus Investimentos em Termeletricidade

Fundada em 1953 pelo então presidente Getúlio Vargas, a Petrobras atuava, até o final dos anos 90, como uma empresa de petróleo e gás. Detentora legal do monopólio estatal de todas as etapas da cadeia do petróleo, com exceção da distribuição, a empresa conviveu, nos últimos anos, com mudanças freqüentes do cenário econômico e institucional do país e do setor de petróleo e gás. As prerrogativas do monopólio foram abolidas pela Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo). A partir daí, o setor de petróleo e gás passou a contar com a abertura aos investimentos de novos *players* em todas as etapas da cadeia de negócios, tanto no *upstream* quanto no *downstream*.

Embora o monopólio tenha deixado de existir jurídica e institucionalmente, a empresa, dado o seu poder de mercado, ainda mantém posições predominantes em todas os segmentos do setor. Desse modo, os investimentos e decisões estratégicas da Petrobras são de grande relevância para a definição da estrutura e do desenvolvimento da indústria de petróleo e gás.

As mudanças pelas quais a empresa tem passado contemplam também a mudança do posicionamento estratégico da organização. Seguindo uma tendência mundial que tem raízes na globalização energética e financeira, a Petrobras alterou sua visão de empresa de petróleo e gás para uma visão mais abrangente de empresa de energia. Essas mudanças resultam em variações ao longo de toda a estrutura organizacional e, como ponto marcante deste novo posicionamento, a Petrobras criou, em 2002, uma unidade de negócios dedicada aos projetos de gás natural e energia. Desnecessário dizer que estas transformações exigiam novas estruturas de governança.

Este capítulo pretende interpretar, dentro da perspectiva do seu planejamento estratégico, as orientações que foram dadas às operações da organização no novo contexto de desregulamentação e competição. Pretende, sobretudo, observar as atividades da Petrobras

no seu novo negócio de energia, buscando entendê-los à luz da Economia dos Custos de Transação e da integração vertical que, se já era acentuada, aumenta agora para novas áreas de negócios.

5.1 – Planejamento Estratégico da Petrobras

A estratégia teve, em suas origens, aplicações ligadas às atividades militares e, por longo tempo, permaneceram fora do escopo das organizações empresariais. Mesmo durante a Primeira Revolução Industrial, apesar da grande concorrência entre empresas industriais, nenhuma delas tinha poder para influenciar o mercado, o que não incentivou grandes avanços em termos do pensamento estratégico (GHEMAWAT, 2000). A emergência da estratégia ocorreu nos Estados Unidos, durante a Segunda Revolução Industrial, relacionada às possibilidades de exploração de economias de escala e escopo em função do surgimento do mercado de massa e ao surgimento da grande empresa verticalizada. Academicamente, Coase pode ser considerado o primeiro economista organizacional, com seu texto de 1937[38] que fazia interrogações sobre a existência da firma. Contudo, a "origem" da consolidação acadêmica da estratégia ocorreu com a fundação das escolas de administração de elite nos Estados Unidos, como a Wharton School (1881) e a Harvard Business School (1908). Foi com a discussão nas salas de aula dessas escolas que se iniciou o pensamento sobre as forças e fraquezas de uma organização, e como estas interagiam com as oportunidades e ameaças do mercado[39]. A partir daí, derivaram-se os modelos de estratégia mais conhecidos, como a Matriz Produto/Missão de Ansoff, Matriz de Crescimento-Participação do BCG (Boston Consulting Group), Matriz de Atratividade da Indústria-Força do Negócio e a Estrutura de Cinco Forças para Análise de Indústrias de Porter[40].

---

[38] COASE, Ronald H. "The Nature of the Firm", Economica N. S., 1937.
[39] Esta estrutura veio a ser conhecida como Matriz SWOT (*Strenght, Weakness, Opportunity, Threath*).
[40] Um quadro expositivo simples e abrangente dos principais autores e conceitos do planejamento estratégico pode ser encontrado em Mintzberg, Lampel & Ahlstrand, 2002.

A Matriz Produto/Missão de Ansoff relacionava a missão da empresa, que poderia ser a missão corrente ou uma nova missão, com o portfólio de produtos, novos ou já existentes. Nesses quatro quadrantes, Ansoff (1965) identificava quatro estratégias pertinentes para cada combinação de missão e produto: penetração de mercado, desenvolvimento do mercado, desenvolvimento do produto e diversificação. Para o autor, a empresa deveria deter-se naqueles produtos que tivessem uma linha comum com os produtos existentes. Essa linha comum seria a missão da empresa.

A Matriz de Crescimento-Participação do BCG representou o primeiro uso de análise de portfólio no planejamento estratégico. Recomendava o equilíbrio entre os negócios maduros (produtos com alta participação e crescimento lento, chamados de "vacas-leiteiras") e "estrelas" (produtos com alta participação e alto crescimento). Recomendava também a alocação de alguns recursos em "pontos de interrogação" (produtos com baixa participação e alto crescimento) e a venda dos "cachorros" (produtos com baixa participação e crescimento lento)[41]. Ansoff (1990, p. 160) classificou a Matriz de Crescimento-Participação do BCG como "simplista e grosseira demais para permitir a tomada realista de decisões empresariais". A mesma crítica era feita por Hunter (2002) ao observar que a utilização de duas escalas dicotômicas é muito simplista e que o vínculo entre participação de mercado e lucratividade não é necessariamente forte. Foi com base nestas críticas que a Consultoria McKinsey desenvolveu a Matriz de Atratividade da Indústria/Força do Negocio, também conhecida como "matriz de nove blocos"[42]. Neste modelo, uma dezena de medidas era usada para verificar a atratividade da indústria, ao passo que outra dezena pretendia estabelecer a posição competitiva.

Porter (1989) ampliou o escopo destas abordagens para uma análise mais sistêmica e dinâmica na sua Estrutura de Cinco Forças para Análise de Indústrias. Neste modelo era avaliado o grau de rivalidade no setor, a ameaça de novos entrantes, a ameaça de produtos substitutos, o poder do comprador e o poder do fornecedor. Esta estrutura permite avaliar o

[41] Hunter e Wheelen, 2002.
[42] Id. ibid.

posicionamento estratégico de uma firma dentro da sua indústria, ou seja, a posição relativa da firma dentro da estrutura de concorrência de uma indústria.

Qualquer conceito de estratégia reflete a proposição inicial da articulação entre elementos externos (oportunidades e ameaças) e elementos internos (forças e fraquezas). Andrews (*apud* MINTZBERG; QUINN, 2001, p. 58) conceitua estratégia empresarial como:

> [...] o padrão de decisões em uma empresa que determina e revela seus objetivos, propósitos ou metas, produz as principais políticas e planos para a obtenção dessas metas e define a escala de negócios em que a empresa deve se envolver, o tipo de organização econômica e humana que pretende ser e a natureza da contribuição econômica que pretende proporcionar a seus acionistas, funcionários e comunidades.

Um planejamento estratégico bem definido precisa atender alguns princípios de avaliação que se sobrepõem aos questionamentos mais simples sobre o crescimento da organização ou a lucratividade. Rumelt (*apud* MINTZBERG & QUINN, 2001), os classifica, de maneira geral, em quatro critérios básicos:

- Consistência: a estratégia não deve apresentar metas de políticas mutuamente inconsistentes.
- Consonância: a estratégia precisa representar uma reação adaptável ao ambiente externo e às mudanças críticas que nele ocorrem.
- Vantagem: a estratégia precisa proporcionar e/ou manter uma vantagem competitiva na área de atividade selecionada.
- Viabilidade: a estratégia não pode sobrecarregar os recursos disponíveis nem criar subproblemas insolúveis.

A consistência está relacionada à lógica e à coerência da ação organizacional. Presume-se que uma estratégia enunciada de forma consistente seja uma importante diretriz para a orientação da empresa. Conflitos organizacionais e disputas entre unidades de negócios ou departamentos freqüentemente são sinais de problemas de inconsistência estratégica,

quando não de desordem gerencial[43]. Isto ocorre, por exemplo, quando o sucesso de um departamento é visto como o fracasso de outro. Rumelt (2001) salienta que uma consistência fundamental a ser procurada na estratégia este entre os objetivos organizacionais e os valores do grupo de administração.

A consonância de uma estratégia, por sua vez, diz respeito à maneira como um negócio se relaciona com o ambiente externo. Este relacionamento apresenta dois aspectos: primeiro, a empresa precisa adaptar-se ao ambiente externo e, segundo, a empresa concorre com outras firmas que também passam pelo processo de adaptação. O fundamental, então, é examinar a estrutura de relacionamentos existentes que caracterizam o negócio e avaliar se as ações corretas para sustentar a estratégia foram tomadas. Rumelt (2001) lembra que uma das maiores dificuldades para avaliar a consonância de uma estratégia está relacionada às ameaças que vem de fora, ameaçando todo o grupo de empresas. Outro problema seria o fato de que a análise de tendências, usada para avaliar a adequação da missão da empresa e o ambiente externo, normalmente não capturar as mudanças mais críticas.

Em terceiro lugar, a estratégia deve criar ou manter vantagens competitivas da empresa, ou seja, capacidades e competências superiores às da concorrência. Estas vantagens competitivas, segundo Rumelt (2001) estão normalmente alicerçadas em habilidades superiores (organizacionais e/ou individuais), recursos superiores (patentes, marcas, ativos físicos especializados, relacionamento com fornecedores e canais de distribuição e reputação) e posição superior (produtos e serviços, segmentos de mercado, grau de dominância e de concorrência).

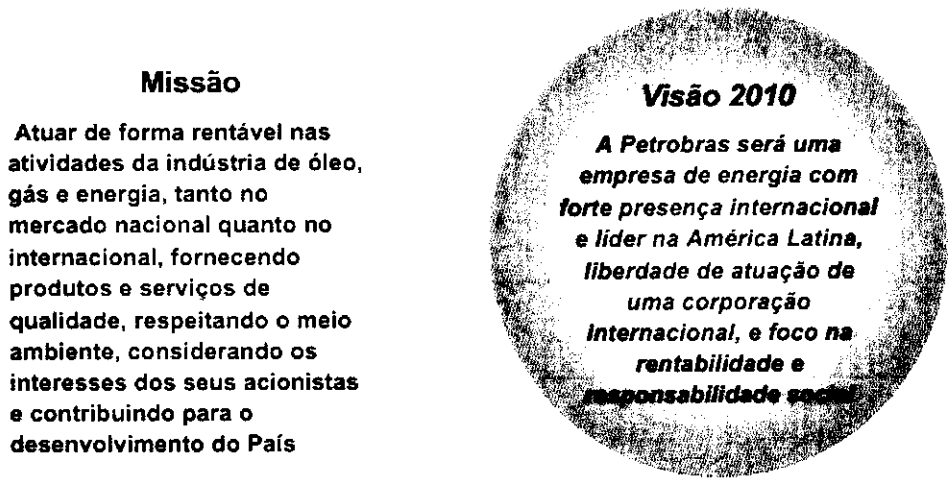
Por fim, a viabilidade é o aspecto final que deve ser avaliado para a consecução de um planejamento estratégico. A análise de viabilidade procura identificar se os recursos físicos, humanos e financeiros disponíveis são suficientes. Os recursos financeiros são os mais facilmente mensuráveis e, geralmente, representa o primeiro limite sobre o qual uma estratégia é avaliada. Isso leva ao esquecimento da avaliação dos outros recursos

[43] Rumelt, op. cit., p. 66.

necessários, notadamente os humanos, nos quais, freqüentemente, encontra-se a maior rigidez para a opção estratégica da empresa.

Com a finalidade de adaptar-se aos novos paradigmas do setor energético mundial, de maneira geral, e às mudanças institucionais do setor no Brasil, de modo particular, a Petrobras reorganizou-se no sentido de conformar-se em uma empresa de energia. O evento determinante desta disposição foi a criação, em 2000, da Unidade de Negócios Gás e Energia, criada para "expandir o mercado interno e diversificar a matriz energética do Brasil" (PETROBRAS, 2002). A nova área estabelecia para si a meta de elevar a participar do gás natural na matriz brasileira de 3% para 8,5%, até 2010. A atuação da nova área também passava pela coordenação de estudos e implementação de projetos de energia renováveis e programas de eficiência energética, o que mostra, claramente, seu posicionamento como empresa de energia. Vale lembrar que este novo posicionamento representava uma reação ao ambiente externo, uma vez que as *majors* do setor de petróleo estavam caminhando nesta direção. Caso a Petrobras não promovesse o realinhamento da sua estratégia, correria o risco de perder, no médio ou longo prazo, vantagens competitivas da empresa. Os pontos que orientaram a mudança estão retratados na Missão e na Visão da empresa, conforme a figura 5.1:

Figura 5.1 – Planejamento Estratégico da Petrobras: Missão e Visão 2010.



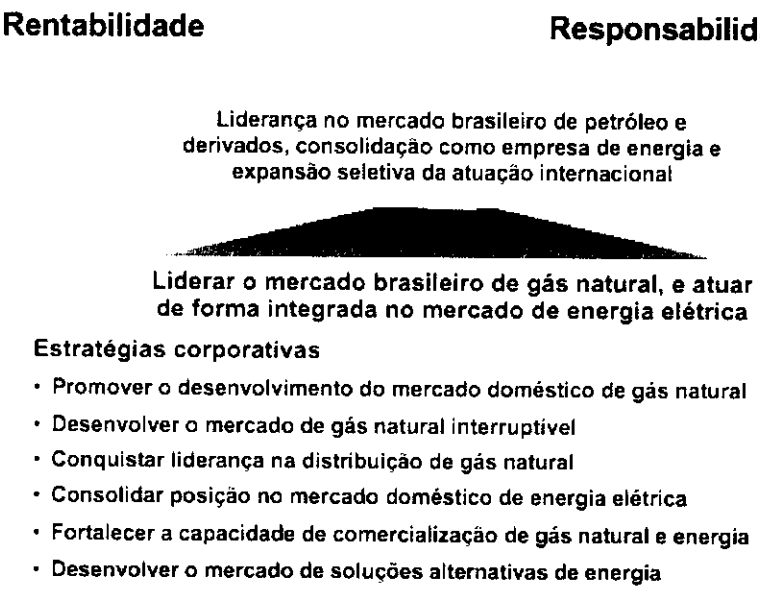
Fonte: PETROBRAS S.A. Petrobras 2010: Crescimento, rentabilidade e responsabilidade social. Rio de Janeiro: 2000.

Com o desdobramento do Planejamento Estratégico, a empresa visualizava três planos de ação fundamentais para a concretização da visão, no que toca a sua liderança no mercado brasileiro de petróleo e derivados e a sua consolidação como empresa de energia:

a. Consolidar vantagens competitivas no mercado doméstico de petróleo e derivados.
b. Liderar o mercado brasileiro de gás natural e atuar de forma integrada no mercado de energia elétrica.
c. Expandir atuação internacional.

Em relação ao primeiro tópico, seus pontos são secundários para este trabalho. O segundo tópico aborda fatores mais relevantes ao nosso estudo e, portanto, estão dispostos na figura 5.2. Já em relação ao terceiro tópico, o planejamento preconiza o posicionamento como "um dos principais atores no mercado de gás natural do Cone Sul" (PETROBRAS, 2002).

Figura 5.2 – Estratégias corporativas para o mercado de gás e energia.



Fonte: PETROBRAS S.A. Petrobras 2010: Crescimento, rentabilidade e responsabilidade social. Rio de Janeiro: 2000.

Dessa forma, fica claro que os projetos da Petrobras relacionados à Unidade de Negócios Gás e Energia estão vinculados tanto à sua maior inserção no mercado latino-americano como também à sua consolidação como empresa de energia, com atuação integrada nesta área.

Fazendo uma análise da estratégia declarada da companhia, notamos questões que merecem uma abordagem mais detalhada. Estes pontos estão relacionados aos quatro aspectos de avaliação da estratégia (consistência, consonância, vantagem e viabilidade) e serão tratados em seguida.

Em relação à consistência, um ponto revela-se de fundamental importância: a atuação nas áreas de petróleo, gás e energia. Estas áreas podem ser interpretadas como potencialmente substitutas, podendo gerar problemas de coordenação e planejamento interno. De fato, pode ser percebido na companhia a disputa entre unidades de negócio, como destacado anteriormente. Os produtos da UN Gás e Energia, gás natural e energia elétrica, competem com produtos da UN Abastecimento (GLP, gasolina, diesel, óleo combustível, coque de petróleo e mesmo nafta) em vários mercados. Este aspecto tem criado tensões organizacionais que dificultam a coordenação interna dessas atividades. Outro ponto significativo é a necessidade de consistência entre os objetivos organizacionais e os valores do grupo de administração. Embora o seu posicionamento como empresa de energia esteja expresso em sua estratégia e haja, inclusive, a diretriz interna para a penetração do gás natural[44], o corpo gerencial da empresa, na sua maior parte, permanece com a visão de uma empresa de petróleo e, também, de exploração e produção. Com isso, o gás natural não consegue impor-se com maior prestígio dentro dessa cultura organizacional.

Em relação à consonância, pode haver um risco presente na intenção de atuar de forma integrada no mercado de energia quando, na verdade, governo e órgãos reguladores têm, no ambiente externo, promovido mecanismos de introdução da concorrência, seja na indústria de gás natural ou no setor elétrico. Estes mecanismos seguem políticas de separação

[44] Esta diretriz faz sentido diante da necessidade de monetização das reservas de gás natural e da maior facilidade de exportação de petróleo e derivados.

vertical e de livre acesso[45] às redes. Não obstante o esforço dos órgãos reguladores na introdução da concorrência no setor, Santos (2001, p. 122) mostrou como essas ações podem, em uma indústria infante e com uma rede de dutos pequena como é o caso do gás natural no Brasil, criar desincentivos para que os agentes invistam em ampliações da rede, levando os investimentos a um nível inferior à escala ótima dos mesmos. Afirma o autor que:

> Os primeiros gasodutos operam com maior custo médio e menor rentabilidade. Já os dutos incrementais apropriam-se melhor das economias de escala. Isto é desvantagem para os primeiros empreendimentos da indústria [...] A garantia de mercado e o monopólio de determinada região foi o modo com que a indústria se organizou na maioria dos países que hoje possuem uma rede madura.

É justamente esta capacidade de incentivar os investimentos pioneiros da indústria que fica perdida com o livre acesso, uma vez que o mesmo aumenta o risco de comportamentos oportunistas dos agentes. Neste sentido, as tensões provocadas na indústria pela disputa entre a Petrobras, controladora dos gasodutos, e a British Gas, detentora de reservas de gás na Bolívia, controladora da Comgás, maior distribuidora de gás natural do Brasil e reclamadora do livre acesso ao Gasbol, são um bom exemplo destes riscos. O outro ponto citado em relação à consonância foi a atuação conjunta com firmas concorrentes que também buscam adaptar-se ao ambiente externo. Neste caso, vale observar que a estratégia de atuação integrada da Petrobras é consoante com a atuação dos outros *players* dessa indústria. Alguns dados permitem verificar como esta tem sido uma estratégia comum[46]. A Petrobras detém 100% da produção nacional de gás natural, 51% da TBG (operadora do braço brasileiro do Gasbol), 9% da GTB (operadora do braço boliviano do Gasbol), 6.713 quilômetros de dutos de transporte, participação na produção de gás natural na Bolívia e Argentina, em todas as distribuidoras nacionais de gás natural (exceção feita às distribuidoras de São Paulo) e em vários projetos de geração térmica com gás natural. A Repsol-YPF detém 44% das reserves de gás argentino, 29,2% da produção de gás boliviano, 15% da TSB (Transportadora Sul-Brasileira de Gás, operadora do Gasoduto

[45] O livre acesso às redes de gasodutos foi estabelecido no artigo 58 da Lei do Petróleo.
[46] Os dados das empresas foram retirados de Santos (2001).

Uruguaiana-Porto Alegre), 29% da CEG (Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro), 38% da CEG-Rio, seis blocos exploratórios da ANP (Agência Nacional de Petróleo) e é a maior detentora de reservas de gás boliviano. A British Gas tem 9,7% do TBG, 2% do GTB, 72,7% da Comgás (distribuidora de gás natural de São Paulo), 15,8% das reservas bolivianas e três blocos exploratórios da ANP. A TotalFina-Elf, por sua vez, detém 8,2% do Gasbol, 25% do TSB, 22,7% da produção argentina de gás e 13,3% das reservas bolivianas. A Shell adquiriu cinco blocos exploratórios da ANP, além de 18,2% da Comgás e participação no Gasbol e na Transredes. A Enron tem participação na CEG, na CEG-Rio, no Gasbol e na Transredes, além de participação em outras distribuidoras. Seus projetos de investimento também contemplaram um gasoduto lateral ao Gasbol até Cuiabá e duas plantas de geração térmica a gás natural. A El Paso participa com 8,2% do Gasbol, além de ter reservas na Argentina e quinze blocos exploratórios da ANP. Mais timidamente, a British Petroleum detém reservas na Argentina e Bolívia e um bloco exploratório da ANP. Como fica fácil perceber, a atuação integrada nos diferentes segmentos da cadeia da indústria de gás natural tornou-se uma estratégia comum. Neste sentido, vale citar Real, Gutierrez e Almeida (2002, s/n°):

> A monetização de reservas de GN depende de ativos específicos para o seu transporte e distribuição (gasodutos, GNL ou linhas de transmissão). Os investimentos nestes ativos apresentam, em geral, uma rentabilidade inferior aos investimentos no upstream e exigem um longo período de maturação. Por esta razão, a formação de parcerias para viabilizar os investimentos necessários à construção da infra-estrutura necessária à monetização das reservas (de onde sairá efetivamente a maior parte do lucro das empresas) é uma estratégia privilegiada pelas empresas. Ou seja, na medida do possível, as empresas bem posicionadas no upstream buscam a integração vertical através da formação de parcerias.

A questão da integração vertical será melhor explorada posteriormente. O importante aqui é notar que, a despeito dos riscos existentes pelo uso de mecanismos de incentivo à concorrência, a Petrobras tem articulado sua estratégia consoante as ações das empresas concorrentes.

O terceiro aspecto da aplicabilidade da estratégia definida, a consolidação e/ou criação de suas vantagens competitivas, também merece uma análise. Dado o seu histórico de

monopólio sobre a indústria de petróleo e gás natural no Brasil, a empresa conseguiu desenvolver vantagens competitivas em praticamente todos os segmentos dessas cadeias produtivas. Contudo, dada a pequena relevância do mercado de gás natural até a construção do Gasbol, essas vantagens competitivas são muito maiores na cadeia de petróleo, desde a produção e exploração até a distribuição. Neste aspecto, as vantagens da Petrobras estão relacionadas tanto às habilidades, dada a capacitação e experiência do seu quadro funcional, aos recursos, dada a sua capacidade de geração de caixa, e à sua posição superior, dada, principalmente, pelo seu grau de domínio do mercado. Em relação às vantagens posicionais, Rumelt (2001, p. 69) as classifica em "vantagens do pioneiro" e "reforçadores". Para o autor:

> [...] a vantagem mais básica do pioneiro ocorre quando a escala mínima de eficiência requer um grande investimento relativo ao mercado [...] As vantagens mais sutis do pioneiro ocorrem quando os efeitos da padronização 'prendem' os clientes ao produto do pioneiro [...] Reforçadores são políticas ou práticas agindo para reforçar ou preservar uma sólida posição de mercado e que são mais fáceis de realizar em virtude da posição da empresa.

Assim, sistemas eficientes de produção e distribuição, economias de escala ou uma marca forte podem ser utilizados como reforçadores de posição. Dessa maneira, a Petrobras percebeu a possibilidade de utilizar-se das suas vantagens competitivas desenvolvidas na cadeia de petróleo para ocupar espaço em um mercado emergente e com potencial de crescimento e rentabilidade.

Outra abordagem útil para justificar a participação da Petrobras na cadeia de negócios do gás natural está relacionada com a possibilidade de contestação dos mercados em que desenvolveu estas vantagens. Carlton e Perloff (2000, p. 6) definem que "markets in which many firms can enter rapidly If prices exceed costs and can exit rapidly if prices drop below costs are called contestable". Mercados contestáveis dependem, portanto, da inexistência de *sunk costs*[47], o que é incoerente com a estrutura dos investimentos na cadeia de gás natural.

[47] *Sunk costs* são a parcela dos custos fixos que não pode ser recuperado com o abandono de um investimento (CARLTON & PERLOFF, 2000).

Segundo Azevedo (1998) um mercado perfeitamente contestável apresenta as seguintes características:

1. Inexistência de barreiras à entrada: o mercado não apresenta restrições institucionais, vantagem absoluta de custo, diferenciação de produto ou qualquer outra restrição à entrada de outras firmas.
2. Inexistência de barreiras à saída: firmas podem abandonar o mercado sem que incorram em qualquer custo.
3. Tempo de resposta tardio da firma existente: o tempo de resposta da firma estabelecida em relação à uma entrante é maior que o tempo necessário para que a entrante inicie suas opoerações, evitando que uma retaliação de preços elimine, ainda que apenas temporariamente, a contestabilidade do mercado.

Evidentemente, percebemos que as características da indústria de gás natural são se conformam com àquelas dos mercados contestáveis. Na verdade, a contestabilidade do mercado da Petrobras ocorreria pela substitutibilidade de seus produtos pelo gás natural, conforme destacado na análise da consistência da sua estratégia. Dado que o mercado mais importante para o gás boliviano é o Brasil, seguido da Argentina (REAL, GUTIEREZ e ALMEIDA, 2002), as empresas que estão investindo na produção de gás boliviano teriam, inevitavelmente, de direcionar sua produção para o Brasil. Caso a Petrobras não estivesse participando desses investimentos, o resultado seria a paulatina substituição dos seus derivados de petróleo pelo gás natural em vários mercados. Com a atuação ampla e expressiva ao longo da cadeia de gás, a Petrobras consegue reduzir e controlar a contestabilidade dos seus mercados.

Por fim, quanto à viabilidade, os investimentos na indústria de petróleo e gás são muito elevados, notadamente na área de exploração e produção, uma das vantagens competitivas da empresa. Demandam também disponibilidades físicas, financeiras e humanas. A necessidade de recursos financeiros para um grande projeto de investimentos obriga a companhia a buscar capitais de terceiros. Porém, as disponibilidades financeiras são as mais flexíveis e mais facilmente mensuráveis, possibilitando uma avaliação apurada e uma gama

de recursos e alternativas de financiamento para a sua viabilização[48]. Os recursos humanos, contudo, não são facilmente mensuráveis em termos de capacitação e habilidade e, portanto, quase sempre são negligenciados no planejamento estartégico. Curiosamente, de todos os pontos analisados até agora, vimos que, na análise da consistência, a distorção entre os objetivos da empresa e os valores do grupo de administração tem se constituído em um entrave importante para a expansão do gás natural.

5.2 – Integração vertical e custos de transação

A figura 5.2, mostrada anteriormente, destacava a expectativa da Petrobras de atuação integrada no mercado de energia elétrica. No caso da empresa, que detém participações relevantes, quando não monopolísticas, na cadeia de negócios do gás natural, ocorre a chamada integração vertical. Uma firma integrada verticalmente é uma firma que participa de um ou mais estágios consecutivos da produção ou distribuição de bens ou serviços (CARLTON; PERLOFF, 2000). Uma definição mais sistêmica e organicista é dada por Porter (1989a, p. 278):

> A integração vertical é a combinação de processos de produção, distribuição, vendas e/ou outros processos econômicos tecnologicamente distintos dentro das fronteiras de uma mesma empresa. Isto representa, portanto, uma decisão da empresa no sentido de utilizar transações internas ou administrativas em vez da utilização de transações de mercado para atingir seus propósitos econômicos[49].

A decisão pela estratégia de integração vertical depende, naturalmente, da comparação entre os custos e os benefícios da integração. Não obstante esta avaliação, devemos considerar também que a integração vertical pode constituir-se em uma opção estratégica,

---

[48] A revisão "Plano Estratégico 2003-2007" anuncia um plano de investimentos de US$ 34,3 bilhões no período, dos quais 57% são de geração própria e o restante oriundo de financiamentos convencionais (27%), *project finance* (10%) e emissões de ações (6%).

[49] Como veremos adiante, este será um ponto fundamental para a análise da economia dos custos de transação.

extrapolando, assim, a simples análise custo-benefício. Porter (1989a) ressalta, porém, que muitos dos benefícios da integração vertical podem ser obtidos sem que a firma incorra em todos os custos da integração. Isto se daria pelas chamadas estratégias de "quase-integração", ou seja, o uso de débito ou investimento na criação de alianças em empresas relacionadas verticalmente, sem que a firma venha a ter propriedade total da nova empresa.

A redução dos custos de transação[50] pode ser considerada como a principal razão para a integração vertical (WILLIAMSON, 1985), porém, outras razões existem para justificar a sua execução (CARLTON; PERLOFF, 2000; STUCKEY; WHITE, 1993):

- Assegurar um fornecimento regular de um insumo importante.
- Corrigir falhas de mercado pela internalização das externalidades.
- Evitar restrições governamentais, regulações e taxas.
- Explorar melhor ou ainda criar poder de mercado.
- Eliminar poder de mercado de outra firma.

Para o objetivo deste trabalho, o fator mais relevante para a integração vertical parece ser o da redução dos custos de transação[51]. Sendo assim, e por isso mesmo, trataremos com mais detalhe as vantagens daí advindas. Por ora, abordaremos as outras justificativas apontadas para a integração vertical.

Assegurar o suprimento de um insumo é importante em mercados onde os preços não são o único mecanismo de alocação dos recursos. Alguns mercados podem ficar desabastecidos por um curto período de tempo sem que isto leve a aumentos de preços. Assim, quando o racionamento é uma possibilidade, há incentivo para a integração vertical. Carlton e Perloff (2000) afirmam que este racionamento tem ocorrido em muitas indústrias, como papel e celulose, químicos e metais. A integração, nesses casos, assegura um fornecimento mais estável desses insumos.

[50] Custos de transação são os custos e as despesas associadas à confecção e realização dos contratos.
[51] Outros aspectos da integração vertical também serão abordados, embora não de forma aprofundada.

Em segundo lugar, estratégias de integração vertical podem estar focadas na internalização de algumas externalidades, positivas ou negativas. Um produtor, por exemplo, pode integrar a distribuição do seu produto para garantir níveis adequados de qualidade do produto e serviços, reduzindo o risco de que alguns distribuidores afetem a reputação e, conseqüentemente, o posicionamento mercadológico do seu produto.

Empresas também podem buscar a integração para reduzir ou evitar a interferência governamental, como controles de preço, taxas e regulações. Neste sentido, os preços de transferência de uma empresa para outra integrada verticalmente, podem tornar-se um importante mecanismo de transferência de lucros de uma empresa para outra que esteja, por exemplo, mais exposta às taxações governamentais.

A criação de poder de mercado é um objetivo importante para a integração vertical. Com a finalidade de aumentar seus lucros monopolísticos, a firma pode optar por dois caminhos. Se for monopolista na oferta de um insumo chave em uma indústria competitiva, ela pode fazer uma integração para a frente e ter ganhos monopolísticos na nova indústria. Naturalmente, a mesma lógica vale no sentido inverso, ou seja, na integração para trás. O segundo caminho consiste na possibilidade de, sendo um monopolista verticalmente integrado, exercer discriminação de preços.

Por fim, a integração vertical também é uma estratégia que visa a redução do poder de mercado de outra firma, em uma lógica semelhante a anterior, integrando, por exemplo, um firma que seja fornecedora exclusiva de um insumo e esteja praticando preços monopolísticos.

Após relacionar sucintamente algumas razões que justificam a integração vertical, detemo-nos sobre os custos de transação que, como foi citado anteriormente, são apontados como a principal razão para a integração vertical. A Economia dos Custos de Transação (ECT) utiliza uma abordagem contratual da firma. Dito de outra forma, a firma é vista como um conjunto de contratos. Esta abordagem foi inicialmente feita por Coase (1937) em seu célebre artigo "The Nature of Firm". A contribuição deste artigo é destacada por Azevedo

(1998, p. 202) ao afirmar que a teoria deve a ele "o enriquecimento da visão da firma, que passa de mero depositário da atividade tecnológica de transformação do produto para um complexo de contratos regendo transações internas". Coase (1937) reconheceu, em primeiro lugar, que qualquer transação entre agentes tinha custos de coleta de informações e de negociação e estabelecimento de acordo. Estes custos foram chamados de "custos de transação". Em segundo lugar, mostrou que as transações poderiam ocorrer em diferentes estruturas organizacionais, como o mercado, contratos de longo prazo ou mesmo internamente a uma firma.

A análise de Coase (1937) colocava em questão o mecanismo de coordenação da firma, uma vez que esta poderia ser feita por vias alheias ao mercado. A análise dos custos de transação para as diferentes formas de coordenação das transações foi realizada por Williamson (1985). Com seu trabalho, o estudo das diferentes estruturas contratuais tornou-se possível sob a ótica dos custos de transação de cada uma dessas estruturas, o que dependia, fundamentalmente, das características da transação. As contribuições basilares de Coase e Williamson são complementares (AZEVEDO, 1998) pois, se Coase viu que as transações tinham custos, Williamson explicou como surgiam estes custos e o que determinava sua amplitude.

A ECT parte de dois pressupostos fundamentais (racionalidade limitada e comportamento oportunista) e de três dimensões das transações (especificidade dos ativos, freqüência e incerteza). A racionalidade limitada (*bounded rationality*) está relacionada com a incapacidade dos agentes em compreenderem e anteverem todas as contingências que uma transação pode apresentar no futuro. Assim, os agentes são incapazes de chegar à decisão ótima, contentando-se com uma decisão satisfatória. Como as arranjos contratuais são realizados dentro desse cenário em que as pessoas não têm capacidade de enumerar e entender todas as possibilidades futuras[52], abre-se a oportunidade para o comportamento oportunista (*opportunistic behavior*) dos agentes, ou seja, um dos agentes toma vantagem sobre outro quando os contratos forem incompletos e permitirem ganhos potenciais não

[52] Mesmo que os agentes tivessem a capacidade de prevê-los, o custo da especificação contratual de todas as contingências possíveis seria proibitivo.

definidos nos contratos. A incompletude dos contratos leva à necessidade de renegociação, abrindo espaço para o comportamento oportunista. Comportamentos oportunistas são incentivados, principalmente, quando os custos de confecção e cumprimento (*enforcement*) dos contratos são muito altos ou quando uma firma é totalmente dependente de outra. Nesses casos, a firma precisa incorrer em altos custos de monitoramento. Como diz Carlton e Perloff (2000, p. 380), "*vertical integration transforms the monitoring problem from monitoring between firms to monitoring employees within the firm*". Coleta de informações, salvaguardas contratuais ou, em última instância, o recurso ao sistema judiciário, são alternativas para reduzir o risco de oportunismo, mas também são custos da transação.

Notamos neste quadro que a eficiência econômica está diretamente relacionada à conduta dos agentes. Como diz Santos (2001, p. 11) "os custos de transação não são diretamente ligados à produção, surgem na medida que a relação entre os agentes implica em problemas de coordenação de suas ações". Esta relação entre a eficiência econômica e a conduta dos agentes traz à tona o aspecto temporal dos contratos, já que a transação poderá incorrer em custos *ex-ante* (coleta de informações, negociações, estabelecimento de salvaguardas e confecção contratual) e custos *ex-post* (monitoramento, renegociação, estruturas contingenciais). Como nota Santos (2001), um contrato poderá ser econômico *ex-ante*, mas nada garante que o continuará sendo *ex-post*. Aqui, mais uma vez, fica ressaltada a importância das estruturas de coordenação associadas às transações. Dessa maneira, a ECT procura avaliar qual a estrutura de coordenação (*structure governance*) mais adequada para uma transação, o que dependerá das características de uma transação.

As características de uma transação dependem, como já citado, de três dimensões: especificidade dos ativos, freqüência e incerteza. Milgrom e Roberts (*apud* AZEVEDO, 1997) acrescentam outras dimensões a estas três. Assim, sugerem duração, junto com freqüência, para que seja captada não só a repetição, mas também a intensidade da transação. Para a incerteza sugerem acrescentar complexidade (como um limite à racionalidade) e dificuldade de mensuração de desempenho (como um problema informacional pós-contratual). Sugerem ainda acrescentar o grau de inter-relacionamento com outras transações, como um indicador da dificuldade e do custo de coordenação de

diferentes transações. Contudo, deteremo-nos apenas nas três dimensões indicadas inicialmente.

A especificidade dos ativos é a variável chave do modelo e está relacionada ao fato de o ativo ser feito sob especificações determinadas por compradores específicos. Dito de outra forma, são aqueles ativos que não podem ser redirecionados para outra atividade sem alguma perda de valor. Um ativo específico alcança o seu maior valor apenas quando empregado na transação para a qual foi especificada, gerando uma quase-renda na transação[53] (AZEVEDO, 1997). A quase-renda gerada pode tornar-se objeto de barganha entre os agentes, abrindo espaço para comportamentos oportunistas[54]. Desse modo, quanto maior a especificidade dos ativos, maiores serão os riscos de comportamento oportunista e, conseqüentemente, maiores os problemas de adaptação, com maiores custos de transação.

Williamson (*apud* AZEVEDO, 1997) identifica seis origens de especificidades em ativos:

a) Especificidade locacional: está relacionada a localização da firma em relação às outras firmas da sua cadeia produtiva. Pode significar redução de custos de transporte e armazenagem (retornos específicos).
b) Especificidade de ativos físicos: ocorrem quando a firma utiliza bens (prédios, máquinas) que só podem ser utilizados por poucas firmas.
c) Especificidade de ativos humanos: toda a forma de capital humano específico à uma transação, como no caso de profissionais com formação técnica muito especializada.
d) Ativos dedicados: referentes a investimentos cujos retornos estão relacionados à atividade de um agente particular.
e) Especificidade de marca: referente ao capital consubstanciado na marca de uma empresa, significativo, por exemplo, para franquias.
f) Especificidade temporal: ocorre quando o horizonte temporal é relevante para a transação, como no caso dos mercados de produtos perecíveis.

[53] Quase-renda é a diferença entre os retornos de um ativo na sua transação específica e entre um uso alternativo.
[54] Por esse motivo, o problema de ativos específicos é similar ao monopólio bilateral (AZEVEDO, 1997).

A freqüência trata do grau de repetibilidade com o qual uma transação se efetiva. A freqüência é um dado relevante para a escolha da estrutura de coordenação da transação e é importante por dois motivos. Primeiro, uma freqüência elevada favorece a diluição dos custos entre as transações; segundo, permite a construção de reputação entre os agentes, reduzindo o risco de comportamentos oportunistas posteriores e, conseqüentemente, os custos de transação[55]. Quanto maior a freqüência de uma transação, menor será o custo médio de coleta de informações e confecção de contratos complexos. Adicionalmente, a repetição da transação pode constituir-se em um alto custo para o comportamento oportunista, uma vez que este pode acarretar a interrupção daquela. Este aspecto, contudo, dependerá do valor presente descontado dos ganhos futuros da transação.

A incerteza, por sua vez, está diretamente relacionada aos limites da racionalidade e à incompletude dos contratos. Em outras palavras, dada a racionalidade limitada, os agentes não prevêem todas as contingências futuras e, por isso, os contratos são incompletos, criando espaço para a renegociação futura e o risco de comportamento oportunista.

São essas três dimensões que caracterizam as transações e é das suas variadas combinações que teremos diferentes estruturas de coordenação e governança. Williamson (1985) nota que estas formas variam entre estruturas de adaptação do tipo autônoma e do tipo cooperativa, gerando formas híbridas entre estes dois extremos. As formas autônomas utilizam-se de mecanismos de incentivo, ao passo que as formas cooperativas utilizam-se de mecanismos de controle e coordenação. Em resumo, como diz Santos (2001, p. 17):

> [...] o argumento central da economia dos custos de transação é que quanto maior a especificidade do bem ou serviço transacionado e quanto mais freqüente seja a interação entre os agentes da transação, maior será a demanda por estruturas que governem a relação de forma mais centralizada, ou seja, utilizando-se mais da adaptação do tipo C (cooperativa), com o caso limite da firma integrada verticalmente.

[55] JOSKOW (apud AZEVEDO, 1997) considera a reputação uma restrição de mercado ao comportamento oportunista.

Com a adoção das estruturas cooperativas, objetiva-se a eliminação dos conflitos de interesses e o alinhamento dos incentivos pela via da centralização na hierarquia da firma. Este movimento centralizador e impositivo das estruturas cooperativas, em contraposição à via do mercado, visa reduzir o risco da incerteza comportamental.

A Economia dos Custos de Transação apresenta, como pudemos ver, um conjunto de proposições consistentes para a interpretação dos objetivos de integração da Petrobras no mercado de energia. Seu arcabouço teórico já foi utilizado para a avaliação da flexibilidade em contratos de fornecimento de gás natural para indústrias (CARVALHINHO FILHO, 2003) e no estudo da evolução da organização da indústria de energia elétrica (SANTANA; OLIVEIRA, 1999). Em seguida, reconstruiremos a participação da Petrobras nos investimentos de geração termelétrica para, consecutivamente, interpretá-los à luz destas teorias.

5.3 - Atuação da Petrobras em geração de energia e sua participação no PPT.

A Petrobras é um dos maiores consumidores de energia do país e, dados os custos decorrentes das tarifas de energia, a geração própria sempre foi uma preocupação da companhia. A instalação das primeiras refinarias do país, nos anos 50, foi projetada com unidades de cogeração que davam autonomia energética às refinarias (COMINO, 2000, p. 1). Os choques do petróleo da década de 70 também repercutiram nos projetos de geração própria nas unidades da Petrobras. O aumento dos preços do petróleo e a dependência das importações, associadas a maior disponibilidade de energia elétrica, reduziram os investimentos nestes projetos. Entretanto, com a redução destes preços na década de 80, houve um novo aumento na capacidade de geração própria.

Ainda segundo Comino (2000, p. 2) nos anos 90, dois movimentos distintos levaram a Petrobras a ampliar os investimentos em geração. Em primeiro lugar, o aumento gradual das tarifas de energia elétrica fez aumentar o interesse na auto-suficiência. Paralelamente, a

produção de gás natural nacional aumentou neste período, levando à instalação das primeiras turbinas a gás nas refinarias, aumentando a eficiência do processo e fazendo com que algumas unidades passassem de importadoras a exportadoras de energia elétrica. Em segundo lugar, os anos 90 foram marcados pela dificuldade do Governo Federal em dar prosseguimento aos investimentos necessários à expansão da geração, o que ocasionou o paulatino esgotamento dos reservatórios hídricos e o aumento do risco de racionamento.

A dinâmica deste processo será melhor abordada posteriormente, mas significou profundas alterações institucionais no setor energético brasileiro. Representou também uma perspectiva de viabilização de empreendimentos de geração termelétrica, dados o aumento da demanda de energia elétrica, as restrições de geração hidrelétrica, o aumento da disponibilidade de gás natural para o mercado brasileiro e o interesse de investidores em ingressar no setor energético nacional.

Foi neste cenário que a Petrobras percebeu a viabilidade da realização de parcerias para projetos de geração termelétrica, de forma a atender as suas necessidades de energia elétrica e vapor a baixo custo e de iniciar a sua atuação no mercado de energia. Inicialmente, podemos estabelecer como marco inaugural deste movimento o relatório do Grupo de Trabalho de Parcerias, de janeiro de 1996, que recomendava a participação da Petrobras como parceira em projetos de geração termelétrica. O relatório justificava a recomendação apoiado nos seguintes fatores (PETROBRAS, 2004):

- Necessidade de redução de custos de aquisição de energia elétrica pela Petrobras;
- Sinalização do setor elétrico de crescimento substancial nas tarifas de energia;
- Necessidade de consolidar o mercado para gás natural e resíduos;
- Possibilidade de racionamento de energia elétrica, no curto e médio prazo, em virtude da demora de viabilização de grandes hidrelétricas e devido às indefinições com relação ao novo setor elétrico;
- Expansão do consumo de energia elétrica e vapor em alguns órgãos operacionais da Petrobras, requerendo decisão quanto à expansão dos sistemas de geração existentes.

Apoiada neste relatório, a Diretoria Executiva aprovou a seleção de parceiros feita pelo Grupo de Trabalho, autorizando a criação de um grupo para negociar e qualificar projetos de parceria em geração termelétrica. A Petrobras, em seguida, identificou uma série de oportunidades de investimentos em termelétricas de cogeração em seus órgãos operacionais (PETROBRAS, 2004), que foram submetidas ao mercado para avaliação. De uma carteira de aproximadamente 100 projetos recebidos de várias empresas, a Diretoria Executiva aprovou os seguintes[56]:

- RLAM (TermoBahia): Termelétrica em parceria com a ABB Energy Ventures, de 406 MW, a gás natural e gás de refinaria, com cogeração fornecendo 400t/h de vapor à Refinaria Landulpho Alves;
- RPBC (CCBS): Termelétrica em parceria com a Marubeni/Sithe, de 369 MW, a gás natural e gás de refinaria, com cogeração fornecendo 400 t/h de vapor à Refinaria Presidente Bernardes;
- REDUC (TermoRio): Termelétrica em parceria com a PRS, LGE e Sideco, de 369 MW, a gás natural. Com cogeração fornecendo 400 t/h de vapor à Refinaria Duque de Caxias;
- REPAR (Cofepar): Termelétrica em parceria com a PSEG e Ultrafértil, de 600 MW, a óleo combustível, com cogeração fornecendo 150 t/h de vapor à Refinaria Presidente Vargas e com aproveitamento dos gases de combustão da caldeira para a produção de fertilizantes (sulfato de amônia);
- FAFEN: Termelétrica a gás natural, de 50 MW, gerando 27 t/h de vapor para uso exclusivo da Petrobras.

Todos os projetos aprovados eram, inicialmente, voltados à cogeração. Conforme analisa Comino (2000, p. 3):

> [...] isto é justificável por serem mais eficientes, resultando numa redução do consumo global de energia do conjunto Termelétrica-Unidade de Processo muito maior que a otimização isolada dos

[56] O grupo de negociação não considerou economicamente viáveis as propostas de termelétricas a óleo combustível ultraviscoso da REVAP e REDUC.

> sistemas. Assim, pelo lado da termelétrica, a cogeração aumenta a eficiência do ciclo através da redução das perdas pela torre de resfriamento e parte das perdas das turbinas a vapor, que podem ser recuperadas sob a forma de calor pela unidade de processo. Já pelo lado da unidade de processo esta economia é proporcionada pelo aumento do porte da instalação, possibilitando a utilização de equipamentos de maior eficiência e ciclos térmicos mais sofisticados. Pelo lado dos custos operacionais da unidade de processo esta parceria permite também a desativação de caldeiras e turbogeradores obsoletos e pouco eficientes.

É importante destacar que nesta fase a principal motivação da Petrobras nestes projetos era a redução dos custos de suprimento de vapor e de energia elétrica aos órgãos operacionais. Por essa razão, os compromissos de compra de energia neste projetos eram limitados a 450 MW, o que equivalia ao consumo próprio nas instalações.

Todavia, a falta de investimentos elevava continuamente o nível de risco do sistema elétrico interligado e mesmo os projetos termelétricos aprovados não conseguiam estruturar-se devido à dificuldade na negociação dos contratos de PPA (*Power Purchase Agreement*). Diante desse cenário, o Ministério de Minas e Energia considerou prioritária a instalação de termelétricas nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Pernambuco, conforme reunião realizada em maio de 1999 (PETROBRAS, 2004). Como forma de viabilizar os investimentos nas termelétricas, a Diretoria Executiva resolveu aprovar a compra de até 600 MW dos projetos CCBS, Termobahia e Termorio, com a qual as obras das duas últimas puderam ser iniciadas[57].

A instituição do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) representou uma nova realidade para a geração termelétrica e para a Petrobras, pois era constituído de 49 projetos, dos quais a Petrobras participava, minoritariamente, em 29, boa parte deles associados a instalações de produção. A carteira destes projetos foi integrada conforme a tabela 5.1 e 5.2:

[57] As obras da CCBS não puderam ser iniciadas devido a problemas no licenciamento ambiental.

Tabela 5.1 – Participações da Petrobras em plantas de cogeração.

Usina (UF)	Sócios (% participação)	Capacidade (MW e t/h de vapor)	Investimento (US$ MM)
Vale do Açu (RN)	Petrobras (30), Guaraniana (70)	340 MW – 450 t/h	210
Sergipe (SE)	Petrobras (20), Energisa (51), Alliant (29)	200 MW – 200 t/h	150
TermoBahia (BA)	Petrobras (49), ABB EV (49), A&A/EIC (2)	450 MW – 360 t/h	360
Fafen (BA)	Petrobras (20), EDP (80)	56 MW – 125 t/h	30
TermoRio (RJ)	Petrobras (17), Reduc Invest (78,5), PRS (4,5)	1040 MW – 330 t/h	600
CCBS (SP)	Petrobras (27), Marubeni (73)	450 MW – 400 t/h	220
TPP Replan (SP)	Petrobras (34,5), FPL (65,5)	240 MW – 200 t/h	350
Vale do Paraíba (SP)	Petrobras (20), EDP (80)	500 MW – 100 t/h	300
Cofepar (PR)	Petrobras (20), PSEG (75), Ultrafértil (5)	654 MW – 200 t/h	450
São Mateus SIX (PR)	Petrobras (51), Copel (49)	70 MW – 30 t/h	70
Total Geral		**3890 MW – 2395 t/h**	**2.740**

Tabela 5.2 – Participações da Petrobras em usinas termelétricas.

Usina (UF)	Sócios (% participação)	Capacidade (MW)	Investimento (US$ MM)
Dunas (CE)	Petrobras (25), BP-Amoco/Repsol (75)	250	180
Paraíba (PB)	Petrobras (25), PBGás (5), Steag (70)	150	100
TermoAlagoas (AL)	Petrobras (20), Algás (5), CEAL (5), Rolls-Royce (70)	120	90
Vitória (ES)	Petrobras (33,3), CVRD (33,3), Escelsa (33,3)	500	300
Ibirité (MG)	Petrobras (50), Fiatavio (50)	720	450
Norte Fluminense (RJ)	Petrobras (10), Light (27), CERJ (27), Escelsa (27), Eletrobrás (10)	720	400
Cabiúnas (RJ)	Petrobras (20), Light (70), Mitsui (10)	500	300
Araraquara (SP)	Petrobras (20), EDP (80)	500	300
Piratininga (SP)	Petrobras (80), EMAE (20)	600	380
SulMinas (MG)	Petrobras (20), Cemig (31), Texaco (29), Alstom (20)	595	300
Araucária (PR)	Petrobras (20), Copel (20), El Paso (60)	470	337
Pitanga (PR)	Petrobras (20), Desenvix (80)	20	13
TermoCatarinense (SC)	Petrobras (15), Celesc (5), SCGás (5), El Paso (70)	356	200
Canoas (RS)	Petrobras (100)	480	300
TermoGaúcha (RS)	Petrobras (25), Ipiranga (26), Repsol/YPF (26), CEEE (23)	500	300
Corumbá (MS)	Petrobras (45), Duke (55)	88	50
Três Lagoas (MS)	Petrobras (100)	350	230
Puerto Suarez (Bol)	Petrobras (21), Duke (38), Corani (17), Monteiro Aranha (18), CRE (6)	88	50
TermoNorte (RJ)	Petrobras (20), El Paso (60), CS/Ceron (20)	380	200
Total Geral		**7.387**	**4.480**

O PPT previa que seus 49 projetos entrassem em operação até o final de 2003, acrescentando cerca de 15.000 MW ao sistema interligado. Neste momento estabeleceu-se um preço fixo para o gás natural para geração termelétrica de US$ 2,475/milhão de BTU (PETROBRAS, 2004). Esta medida eliminava o reajuste pelo preço no mercado internacional da cesta de óleos, mas preservava o risco cambial, contrapondo o sistema de reajuste do preço do gás natural e das tarifas de energia elétrica, dificultando a negociação dos PPAs e inviabilizando os projetos, seja pela dificuldade na obtenção dos financiamentos, pela falta de interesse das concessionárias em comprar energia nova e até mesmo pela escassez de turbinas a gás natural de grande porte.

Não obstante o incremento que as usinas termelétricas do PPT representariam na geração de energia, o Operador Nacional do Sistema (ONS) apontava o desequilíbrio estrutural do sistema elétrico já em 2001[58]. Diante desse quadro, o Ministério de Minas e Energia criou um grupo com a participação da Petrobras e da Eletrobrás para elaborar um programa emergencial e propor alternativas para assegurar a instalação de, no mínimo, 1.500 MW de geração termelétrica até o final de 2001. Os critérios que definiam a participação de um projeto dentro do Programa Emergencial eram (PETROBRAS, 2004):

- Disponibilidade de gás natural no local previsto para a instalação da usina, não havendo necessidade de expansão ou prolongamento de gasodutos;
- Investimento direto (100% *equity*) por parte dos empreendedores durante toda a fase de construção;
- Obtenção de licenciamento ambiental, em curto prazo, antes do início das obras;
- Garantia de entrega das turbinas a gás necessárias ao projeto através de contratos de reserva assinados.

Dentro das diretrizes do Programa Emergencial, a Petrobras selecionou como mais viáveis os seguintes projetos:

[58] "Cálculo da Oferta de Energia 2001/2002 – Considerando Térmicas Emergenciais" (ONS, *apud* PETROBRAS, 2004).

- Antecipação das usinas Termobahia (RLAM), Termorio (REDUC), Ibirité (REGAP), Fafen (Bahia) e CCBS (RPBC), esta ainda dependente de licenciamento ambiental;
- Implantação das usinas termelétricas de Corumbá (MS), Três Lagoas (MS), Canoas (REFAP-RS) e Riogen Merchant (Eletrobolt);
- Repotenciação da usina termelétrica de Piratininga (SP).

Estes projetos passaram a integrar o Plano Emergencial de Termelétricas da Petrobras, aprovado pela Diretoria Executiva e ratificado pelo Conselho de Administração em maio de 2000. Dada a emergencialidade destes investimentos, todos iniciariam a operação em ciclo aberto. Para compensar os custos maiores de produção de energia elétrica, o Ministério de Minas e Energia trataria esta capacidade de geração como um seguro para o sistema elétrico, garantindo que a Eletrobrás compraria 100% da capacidade de produção de energia elétrica pelos dois primeiros anos de operação.

O agravamento do risco de racionamento, contudo, tornou-se cada vez mais crítico e levou o Governo Federal a criar, em junho de 2001, o Comitê de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCEE), sob a coordenação do Ministro Pedro Parente. O comitê deveria avaliar a crise do setor elétrico e propor medidas para evitar o colapso do abastecimento do país. Dentro desse novo cenário de crise, a Petrobras voltou a enxergar uma oportunidade de monetização das suas reservas de gás natural, levando a Diretoria Executiva a aprovar um Plano Termelétrico Complementar, que incluía os seguintes projetos (PETROBRAS, 2004):

- Antecipação das fases subseqüentes da Termobahia, termorio, Ibirité e Canoas;
- Expansão da capacidade das UTEs Piratininga, Termosergipe e Macaé Merchant;
- Inclusão dos projetos Norte Capixaba e Termonordeste;
- Implementação do projeto Termovitória no segundo semestre de 2003.

Os novos planos para geração termelétrica da Petrobras requeriam investimentos que excediam suas alocações orçamentárias, demandando investimentos em ampliação da malha de gasodutos e revisão dos planos de produção de gás natural e do seu plano de

investimentos. Estes projetos foram submetidos a estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE) baseados em investimentos *full-equity*, desconsideração dos benefícios advindos dos financiamentos, venda de energia em um *mix* de contratos bilaterais e no mercado aberto (*spot*) e preços futuros da energia elétrica estimados com a utilização do simulador Newave. No mês seguinte à aprovação do Plano Termelétrico Complementar da Petrobras o CGCEE decretou o racionamento de energia, almejando uma redução de 25% da demanda de energia elétrica.

Foi dentro deste quadro que a Petrobras orientou seus esforços no sentido de implantar os projetos de geração termelétrica. De um modo geral, a participação da Petrobras naquele conjunto de projetos relacionados nas tabelas 5.1 e 5.2, conforme COMINO (2000, p. 7) e PETROBRAS (2001), faz com que ela atinja uma série de objetivos, relacionados nos seguintes tópicos:

a. Redução do custo de vapor e de energia elétrica: as unidades de cogeração, por apresentarem alta eficiência, reduzem os custos para geração de vapor e energia elétrica. Ademais, há o ganho adicional pela substituição por turbinas de porte maior, com maior eficiência individual, e de tecnologia mais avançada (turbinas a gás). A integração física da refinaria com a planta de cogeração também permite a redução do investimento necessário.
b. Redução de custos operacionais: a entrada em atividade destas unidades permite a desativação de equipamentos obsoletos, reduzindo as despesas com manutenção destas instalações. Reduz-se também o prêmio de seguro, dado o risco menos dos novos equipamentos.
c. Aumento na confiabilidade de suprimento energético: as unidades de cogeração representam uma alternativa de suprimento energético importante para as refinarias, evitando as paradas de operação por falhas de fornecimento da rede elétrica. Há também um ganho ambiental na redução destas paradas, uma vez que as paradas de emergência levam à abertura das válvulas de segurança e a queima de combustíveis no *flare*.

d. Redução das necessidades de investimento: as usinas térmicas operam com uma capacidade superior às necessidades das refinarias. Desse modo, quando forem projetadas ampliações das instalações, o suprimento de energia e vapor poderá ser obtido com a revisão dos contratos entre a usina e a refinaria, sem a necessidade de investimentos por parte da refinaria.
e. Desenvolvimento do mercado de gás natural: a implementação dos projetos de geração termelétrica, em sua quase totalidade utilizando o gás natural como combustível, representaria um aumento significativo na demanda de gás natural, o que é de grande interesse para Petrobras, uma vez que é a maior produtora e importadora de gás natural do país.
f. Antecipação das receitas com a venda do gás: A alternativa de implementação dos projetos termelétricos permitiria a realização de receitas com a venda de gás natural muito mais rápida do que seria possível com o desenvolvimento de outros mercados.

De forma mais resumida, os benefícios e os diversos papéis desempenhados pela Petrobras, revelando seus diferentes interesses, são mostrados na figura 5.3:

Figura 4.3 – Benefícios para a Petrobras.

Investidor	Retorno do investimento
Comprador de energia e vapor	**Redução de custos**
Fornecedor de gás natural	**Antecipação de receitas**
Produtor de derivados	**Otimização da produção**

Fonte: Petrobras S.A., Diretoria de Gás e Energia, 2001.

Com todos estes propósitos em vista a Petrobras engajou-se na concretização destes empreendimentos, pois os grandes investimentos feitos no Gasoduto Bolívia-Brasil criaram a necessidade de desenvolvimento de um mercado para o gás natural. Dessa maneira, a empresa estaria dando um importante passo para a sua consolidação com um importante *player* no mercado de gás natural na América Latina, um dos pontos do seu planejamento estratégico. Estaria garantindo também a atuação, de forma integrada, no mercado de

energia, iniciando, efetivamente, suas atividades dentro do novo *core business* definido para a companhia. Vale lembrar, mais uma vez, que o quadro conjuntural do setor elétrico brasileiro, além das diversas alterações institucionais pelas quais passou o setor, compunha um cenário bastante favorável à viabilização destes empreendimentos. Como notou Santos (2000, p. 70), "os interesses do setor elétrico e do setor gasífero alinhavam-se de maneira bastante convergente".

5.4 – Aspectos críticos do negócio e posicionamento da Petrobras.

Nesta seção analisaremos, finalmente, as ações da Petrobras em vista dos elementos abordados teoricamente neste trabalho. Para tanto, será feita uma separação temática, com finalidade meramente expositiva e cognitiva, uma vez que estes temas imbricam-se todos no processo aqui analisado.

5.4.1 – A Petrobras e o Gasbol.

Uma leitura dos investimentos da Petrobras na geração termelétrica deve ter origem na construção do Gasbol, uma vez que as inversões significativas feitas neste projeto resultariam em uma rigidez que poderia orientar novos investimentos na cadeia do gás natural para a recuperação dos investimentos, caso o mercado para o gás não se desenvolvesse. Do ponto de vista da Economia dos Custos de Transação, uma indústria deve ser analisada como uma instituição e, portanto, como uma função da sua estrutura de governança, pois é esta que irá determinar seu desempenho e sua evolução (SANTANA; OLIVEIRA, 1999). Em seu estudo sobre as estratégias da indústria de energia elétrica no Brasil, Ribeiro Filho e Moraes (1998, p. 536) entendem que:

> [...] uma mudança fundamental provocada pela reestruturação e privatização associada na indústria brasileira de eletricidade será a da ótica do negócio, que deixará de ser predominantemente sócio-política e passará a ser empresarial. As estratégias que buscavam o atendimento do mercado a qualquer custo, movidas principalmente por considerações sociais e políticas, já não fazem mais sentido em um cenário competitivo.

No momento da celebração do Acordo de Cooperação com a Bolívia para a construção do gasoduto (1996) a Petrobras ainda tinha uma estrutura de governança apoiada em valores sócio-políticos[59]. Assim, a construção do gasoduto só pode ser compreendida dentro da orientação de um projeto geopolítico, citado anteriormente (SANTOS *et al.*, 2002), do presidente Fernando Henrique Cardoso. Sob a ótica empresarial que passou a caracterizar o planejamento estratégico após a Lei do Petróleo, não haveria justificativa econômica para o empreendimento, dadas as altas inversões necessárias e o mercado incipiente existente no Brasil. O fato de não haver justificativa econômica para a construção do Gasbol e, a despeito disso, os investimentos terem sido realizados, traz à tona a primeira observação a ser feita: apesar das mudanças institucionais deflagradas com a Lei do Petróleo, a ótica sócio-política ainda se sobrepõe à ótica empresarial em decisões importantes da empresa.

É nesse contexto que também deve ser entendido o fato de a Petrobras ter assumido todo o risco do projeto com as cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay*, incorporando o risco de um mercado que não existia. Curiosamente, o risco tomado constitui-se em uma barreira à saída do projeto, pois o custo de saída poderia ser maior que os compromissos contratuais, considerando o aumento da taxa de risco e a perda de crédito que isto representaria para a Petrobras nos mercados financeiros internacionais.

Todavia, este aspecto faz todo sentido observando-se a participação majoritária do governo na estrutura societária da empresa. A questão que se coloca, portanto, é se a Petrobras deve ser usada como instrumento de política energética ou se deve ficar a salvo de ingerência política. Para responder esta pergunta devemos, em primeiro lugar, considerar a

[59] Atender o mercado a qualquer custo era, inclusive, um valor expresso na sua missão, reformulada após a desregulamentação do mercado promovida pela Lei do Petróleo.

importância da inserção do gás natural na matriz energética brasileira. Este tópico foi explorado no trabalho e podemos indicar que os benefícios da maior participação do gás natural estão associados à: a) ganhos ambientais na sua utilização, notadamente na redução de emissões e na racionalidade energética da matriz, pela redução da eletrotermia; b) flexibilidade e eficiência do seu uso, principalmente no setor industrial; c) diversificação energética da matriz energética brasileira, uma questão estratégica para o país e d) complementação da geração hidrelétrica, oferecendo maior flexibilidade e segurança ao sistema elétrico interligado. Portanto, a inserção do gás natural reveste-se de um aspecto estratégico para o país e, dadas as pequenas reservas nacionais, o gás boliviano surge como uma importante alternativa. Fantine (1997, p. 5) é contundente neste ponto ao afirmar que, "não existe outra alternativa ao Gasoduto Bolívia-Brasil, como sempre se quer demonstrar para diminuir a importância da obra conduzida pela estatal. Qualquer outra alternativa ou é de baixo volume até a fronteira do país, ou é mais onerosa que a escolhida". Pode-se contestar esta afirmação com as descobertas significativas das reservas de gás natural na Bacia de Santos. Porém, estas descobertas foram realizadas quase dez anos após a assinatura dos documentos com a Bolívia e ainda demandarão um longo período para a sua exploração.

Esta abordagem estratégica do Gasbol coaduna-se com a orientação da política externa brasileira de consolidar o país como uma liderança regional. Em um momento em que as forças políticas mundiais se reorganizam em todo o globo, o Brasil articula-se dentro deste novo quadro de forças como uma potência regional, passando a objetivar, inclusive, um assento como membro permanente no Conselho de Segurança da ONU. O interesse em agregar a Bolívia e o Chile ao Mercosul; as relações econômicas, que não deixam de estabelecer uma relativa dependência, configuradas em projetos como Itaipu e o Gasbol e a aproximação mais efetiva com outros países da região, como a Venezuela e a Argentina, podem ser interpretados como vetores desta orientação.

Outra crítica comumente feita ao Gasbol e a Petrobras está relacionada à mudança ocorrida na visão do projeto. Santos *et al.* (2002) afirmam que na fase de concepção do projeto, a sua viabilização ocorria, basicamente, com os mercados industriais e que, após a

dificuldade observada para o desenvolvimento desses mercados, estabeleceu-se a visão da utilização do gás para geração termelétrica. Contudo, as projeções iniciais foram apoiadas em estudos de companhias distribuidoras de gás natural, notadamente daquela com maior potencial. Projetava-se, só para a Comgás, um potencial de consumo de gás de 16 milhões de m^3. As projeções iniciais, porém, não foram realizadas pelas distribuidoras nos contratos de fornecimento de gás com a Petrobras, ficando para esta última o problema da alocação do gás natural excedente. O interesse da Petrobras em destinar este gás para a geração termelétrica ocorreu como forma de reduzir a sua exposição às cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay* assinadas com a Bolívia. Foi, portanto, uma adaptação das suas necessidades empresariais que permitiriam, inclusive, a antecipação da monetização das suas reservas de gás. O que não se pode esquecer em toda esta discussão é o aspecto estratégico que a opção do gás natural representava, o que lhe confere um aspecto político e social. Neste ponto, convém relembrar Guedes e Marcusso (1991, p. 439) ao afirmarem que a expansão da indústria de gás natural no Brasil só terá efeito "com o envolvimento de toda a sociedade".

5.4.2 – Estratégias de integração vertical da Petrobras na cadeia do gás natural.

Como visto na segunda seção deste capítulo, a integração vertical é uma estratégia que procura reunir, sob uma mesma propriedade, estágios consecutivos da produção ou distribuição de bens e serviços. Dentre os fatores que motivam estratégias de integração vertical foi destacado a redução dos custos de transação. Entende-se por custos de transação todo e qualquer custo associado à confecção e realização de contratos, desde a fase de coleta de informações até os custos de monitoramento da transação contratada e eventuais custas judiciais por comportamento oportunista de alguma das partes. Estes conceitos foram apresentados com o referencial da Economia dos Custos de Transação, que parte de uma abordagem contratual da firma e estabelece parâmetros para a escolha da estrutura de governança e coordenação adequadas para cada transação, o que dependerá da caracterização de três dimensões: especificidade dos ativos, freqüência das transações e incerteza.

A necessidade de coordenação na indústria de gás natural foi estudada por Santos (2001) que identificou duas fontes potenciais de custos de transação nesta indústria: a) a incerteza associada ao processo de exploração e produção e, b) a dimensão da rede requerida para o fornecimento de gás natural. A partir daí, o autor firma sua análise em três variáveis de análise: especificidade dos ativos, incerteza e oportunismo.

Em primeiro lugar, os ativos são muito específicos à indústria de gás natural, ou seja, não são reutilizáveis em outra atividade sem alguma perda do seu valor. Os ativos dos diferentes estágios da cadeia também são altamente complementares, o que justifica mecanismos de coordenação dos ativos à montante e à jusante. Santos (2001) também ressalta a especificidade locacional dos ativos, uma vez que não há mobilidade espacial para os ativos, notadamente no caso dos gasodutos. Ao enfatizar o uso desses mecanismos, o autor justifica-os em uma situação que se amolda perfeitamente ao caso da indústria de gás brasileira (SANTOS, 2001, p. 32):

> [...] o uso de formas de coordenação dos investimentos mais complexas promove ganhos de eficiência tanto maiores quanto maior o grau de especificidade dos ativos envolvidos, quanto maior a interdependência dos atores do arranjo produtivo e quanto mais infante o estágio de desenvolvimento do setor.

Esta configuração, na verdade, é comum em indústrias de rede[60] em geral. Santana e Oliveira (1999, p. 109) ao analisarem o setor elétrico, afirmam que:

> [...] a especificidade dos ativos (intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas, e de custos e preços voláteis) exige uma intensa cooperação e coordenação centralizada ou, do contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis.

[60] Jenkinson e Meyer (*apud* SANTANA; OLIVEIRA, 1999) afirmam que a reverticalização da indústria de energia elétrica, para reduzir seus custos de transação, vem sendo tentada na Inglaterra por algumas empresas.

Em segundo lugar, a incerteza relaciona-se com a possibilidade de choques de oferta (incerteza na exploração) e choques de demanda (variações sazonais e interrupção da demanda). Santos (2001) ressalta, neste ponto, a dificuldade de sincronização entre a expansão da capacidade de produção (oferta) e o desenvolvimento do mercado (demanda).

Por fim, em relação ao oportunismo, destaca-se o fato de a indústria ser caracterizada pela concentração, com a participação de poucos agentes, e forte assimetria de informação. Este quadro aumenta o risco de práticas oportunistas. Neste sentido, particularmente os investimentos em geração termelétrica apresentam riscos de *hold-up*, associados, principalmente, ao suprimento de gás, uma vez que o custo de troca de fornecedor ou comprador são proibitivos[61].

Caracterizada assim a indústria de gás natural, o problema que se coloca, portanto, é o da definição da estrutura de governança que proporcione maior eficiência ao setor. Santos (2001, p. 56) entende que:

> A coordenação das transações através da integração vertical seria capaz de reduzir problemas relativos a incerteza comportamental, perante a possibilidade de práticas oportunistas em relações interdependentes. A organização interna da produção reduz o oportunismo através de mecanismos de controle, desta forma, permite lidar com a incerteza através de mecanismos de coordenação introduzidos a partir de relações hierárquicas.

Posição semelhante adota Fan (*apud* SANTOS, 2001, p. 56), para quem "*vertical integration is proposed as a solution to the hold-up problem, because the possibility of hold-up is supressed under the common ownership*". Na verdade, estratégias de integração vertical estiveram presentes desde o início, no Brasil, nos investimentos estatais que conformaram a tríade aço, petróleo e eletricidade, justificadas pelas características de monopólio natural e de economias de seqüência[62] (SANTANA; GOMES, 1999).

---

[61] Neste sentido, as políticas de livre acesso representam um grande risco de *hold-up* para os investidores em gasodutos. Por outro lado, sem livre acesso, a especificidade locacional do investimento em termelétricas significa risco de *hold-up* pelo fornecedor de gás.

[62] Economias de seqüência estão relacionadas à conjugação de atividades potencialmente competitivas com outras caracterizadas como monopólio natural (SANTANA; GOMES, 1999).

É dentro desta lógica que deve ser compreendida a estratégia de atuação integração da Petrobras, opção manifesta no seu planejamento estratégico. Atuando na produção e no transporte de gás natural, a empresa procura, com esta opção, integrar o *downstream* da indústria nos seus negócios, seja com a participação nas companhias distribuidoras de gás, seja com os investimentos em geração termelétrica. Com isso, a empresa consegue estabelecer os referidos mecanismos de coordenação ao longo da cadeia, reduzindo os seus riscos e custos de transação.

Um benefício imediato da integração está na possibilidade de coordenação da concorrência entre combustíveis, dado já referido anteriormente. A substitutibilidade de muitos combustíveis pelo gás natural pode, se promovida de forma desordenada, comprometer o equilíbrio dos mercados de derivados e, conseqüentemente, impactar a capacidade de refino da Petrobras. Neste sentido, o caso mais crítico ocorre com o óleo combustível. Devido ao fato de o óleo nacional ser pesado, seu refino acarreta elevada produção de frações mais pesadas, como o óleo combustível. Com a substituição deste derivado pelo gás natural, os volumes não comercializados internamente aumentam, criando excedentes para exportação. Contudo, a malha de dutos da Petrobras enfrenta restrições de escoamento deste produto para os terminais exportadores, notadamente o de Santos, para onde são canalizados os excedentes exportáveis produzidos em São Paulo. No limite, as restrições de comercialização, armazenagem e escoamento irão refletir no nível de carga da refinaria, com redução do volume produzido de todos os derivados. No caso da substituição da gasolina pelo GNV, os excedentes para exportação seriam favoráveis, dada a liquidez e os preços atrativos do mercado internacional de gasolina. Contudo, o aumento das exportações brasileiras de gasolina está vinculado à melhoria da qualidade para atender padrões de especificação internacional, mais restritivos que aqueles aplicados internamente.

A coordenação também é importante para a Petrobras para viabilizar a monetização das reservas bolivianas e da produção nacional de gás natural. As metas de autosuficiência na produção de petróleo aumentam também a produção de gás, dado que a maior parte do gás nacional é associado. Considerando ainda as metas de redução na queima de gás nas

plataformas *offshore*, temos um quadro de aumento na produção de gás nacional que concorre com o gás boliviano pela colocação nos principais mercados consumidores. Assim, a coordenação proporcionada pela participação da Petrobras em todos os segmentos da cadeia permite minimizar os impactos desta competição, que poderia impor riscos ao setor, desestimulando os investimentos em infra-estrutura de transporte e distribuição.

Os problemas de coordenação nos investimentos em usinas termelétricas serão abordados na seção seguinte. Por ora, resta observar que a Petrobras enfrenta um problema para a efetiva coordenação dos investimentos nas cadeias de petróleo e gás pela presença marcante na sua cultura corporativa da visão de uma empresa de petróleo, fundamentada, basicamente, na atividade de exploração e produção. Este é, em suma, um obstáculo que a empresa precisa contornar para realizar uma coordenação efetiva, ainda que a revelia de setores da empresa mais fortalecidos politicamente, como as áreas de exploração e produção de petróleo e de abastecimento interno de derivados.

Por fim, vale ressaltar ainda que o quadro atual do setor gasífero é de excesso de oferta, o que, naturalmente, concentra os riscos das transações nos fornecedores. Este é o grande eixo sobre o qual se estruturou a opção de atuação integrada da Petrobras, já que, "com efeito, a integração vertical ou a prática de contratos de longo prazo, de acordo com os conceitos da economia dos custos de transação, são diferentes caminhos contra as atitudes oportunistas" (SANTANA; OLIVEIRA, 1999, p. 99).

5.4.3 – A Petrobras e os investimentos em termelétricas

Em uma interpretação dos investimentos da Petrobras em geração termelétrica, o primeiro olhar deve ser lançado sobre a crise que se configurou no setor elétrico brasileiro e na expansão projetada pelo planejamento do setor para a geração termelétrica, conferindo-lhe características de emergencialidade e de complementaridade do sistema elétrico interligado. Contudo, diversos obstáculos impediram a viabilização da maioria destes

empreendimentos[63]. Dentre todos, o elemento que apresentou as maiores dificuldades para a viabilização destes projetos foi a relutância dos agentes na assinatura dos contratos de PPA (Santos, 2002). O autor considera ainda que mesmo as geradoras estatais (Furnas, Chesf, Eletronorte) não se envolveram nos projetos de geração termelétrica, seja pelas restrições orçamentárias para reequilibrar as contas públicas, pelo foco nos investimentos hídricos em andamento ou pelo conflito político relacionado com a sua privatização. O ponto a se depreender daqui é que restou a Petrobras o papel de indutor destes investimentos, pois a empresa "entendeu ser a única grande perdedora caso a demanda de gás não se consolidasse rapidamente" (SANTOS, 2001, p. 274).

Em segundo lugar, é importante conhecer os modelos de negócio contemplados nos projetos das usinas térmicas. A figura 5.4 relaciona estes modelos:

[63] Vide páginas 57 e 58.

Figura 5.4 – Modelos de negócio em investimentos termelétricos.

Produtor Independente de Energia Convencional (PIE)	
A Petrobras investe em projetos, com participação minoritária, e eventualmente adquire energia/vapor, exclusivamente para consumo no próprio local. A Petrobras não assume os riscos do mercado de energia elétrica, que é adquirida através de PPAs, principalmente por empresas de distribuição de energia elétrica	
UEG Araucária (PR)	Termosergipe* (SE)
Norte Fluminense (RJ)	Termogaúcha* (RS)
Fafen (BA)	Corumbá* (MS)
Termoaçú (RN)	
Leasing e Usinas Próprias	
A Petrobras investe, em parcerias ou isoladamente (participações de 20% a 100%), em projetos onde a Petrobras adquire a energia (off-taking), toda ou em parte, destinada para comercialização no mercado e nos projetos de cogeração, com vapor para consumo no próprio local.	
Termobahia (BA)	Canoas (RS)
Ibirité (MG)	Três Lagoas (MS)
Termorio (RJ)	Henry Borden (SP)
Nova Piratininga (SP)	CCBS* (SP)
Usinas Merchants	
A Petrobras não investe, mas participa através de consórcio, do rateio dos lucros (*upside*) do negócio. Em contrapartida, a Petrobras se compromete a efetuar um pagamento contingencial que remunera os custos operacionais e parte do investimento, caso as receitas não sejam suficientes para cobri-los. A Petrobras fornece o gás natural e influi nas decisões de venda da energia (PPAs).	
Macaé Merchant (RJ)	Termoceará (CE)
Eletrobolt (RJ)	

Fonte: PETROBRAS, elaborado a partir de entrevistas.

* Projetos postergados.

Estes modelos são apresentados na ordem crescente da parcela de risco assumida pela Petrobras, ou seja, são menores nos projetos convencionais, em que a Petrobras não assume os riscos de mercado, comprando, quando for o caso, apenas o necessário para consumo local; tornam-se maiores nas usinas *leasing*, quando a empresa investe no projeto e assume riscos proporcionais de mercado, na comercialização da sua parte da energia; e alcançam o nível mais elevado nos projetos *merchant*, em que, apesar de não investir na construção do projeto, a Petrobras assume todo o risco do mercado, onerando-se mais ainda com o pagamento contingencial decorrente da concretização do risco.

De todos os projetos relacionados acima, porém, nem todos foram implementados. A tabela 5.3 identifica os projetos que estão em operação:

Tabela 5.3 – Usinas termelétricas com participação da Petrobras em operação.

Projeto	Participação da Petrobras (%)
Fafen Energia (BA)	20
Ibiritermo (MG)	50
Canoas (RS)	100
UEG Araucária (PR)	20
Nova Piratininga (SP	80
Termobahia (BA)	29
Três Lagoas (MS)	100
Termorio (RJ)	43

Fonte: PETROBRAS, elaborado a partir de entrevistas e dados do *site* da empresa.

Os projetos em operação com participação da Petrobras totalizam 2.170 MW de energia elétrica, sendo 400 MW das usinas próprias e 1.770 MW das usinas *leasing*. Somados aos 1.510 MW das usinas *merchant*, a Petrobras tem um total de 3.680 MW de energia disponível para comercialização[64]. O consumo energético atual das unidades da Petrobras é de aproximadamente 200 MW e projeta-se que, no futuro, alcance 400 MW. Portanto,

[64] Neste cálculo não foi contabilizada a energia da Fafen Energia e da UEG Araucária, visto que se destinam ao consumo local das unidades produtivas e, portanto, não estão disponíveis para comercialização.

podemos observar que a maior parte da energia disponível para a Petrobras nos empreendimentos deverá ser destinada ao mercado, exigindo um grande esforço para a sua comercialização. Neste sentido, Ramos e Fadigas (2000, p. 1) entendem que:

> Devido ao modo de operação centralizada, inerente do sistema hidrotérmico brasileiro, o 'preço spot' apresenta uma alta correlação com a hidrologia afluente, refletindo esta característica estocástica dos preços do mercado de curto prazo [...] A contratação bilateral da produção de geradores termelétricos torna-se variável decisória para o nível de retorno dos investimentos em geração e a expectativa de lucro para a empresa, constituindo importante instrumento de *'hedge'* contra a volatilidade dos preços do MAE.

Assim, por um lado, a aceleração do PPT e, conseqüentemente, dos projetos termelétricos da Petrobras, concentrando o mercado gasífero nas térmicas era uma estratégia atrativa para a Petrobras e para o setor elétrico, pois resolvia, a um só tempo, o problema da escassez de energia e o problema da criação rápida de demanda para o gás, remunerando os investimentos no Gasbol. Por outro lado, entretanto, os projetos criavam exigências adicionais à Petrobras, uma vez que a viabilização dos empreendimentos só era possível à medida que a empresa aumentava os seus riscos, assumindo-os em níveis incompatíveis com a sua participação minoritária. Além disso, o PPT estabelecia um ônus à Petrobras ao fixar o câmbio pelo período de um ano[65], findo o qual a variação cambial seria repassada às tarifas de gás.

Contudo, a influência governamental na estrutura de governança voltou a ser sentida durante este processo, sendo decisiva para a resolução do impasse interno. A reconstrução histórica mostrada na terceira seção deste capítulo não deixa dúvidas quanto à articulação conjunta dos interesses governamentais e dos setores gasífero e elétrico, naturalmente, com a coordenação do Governo Federal. Na verdade, estes investimentos podem ter uma dupla leitura. Primeiro, podemos entender que o Governo Federal, enquanto acionista controlador da estatal, enxergava na companhia o melhor agente para induzir os investimentos na geração termelétrica e alcançar a complementariedade projetada para o sistema elétrico

[65] O objetivo era eliminar o componente de risco cambial da tarifa de gás, reduzindo os riscos dos projetos.

brasileiro e a solução da crise de abastecimento, pois esta escolha permitiria maximizar os ganhos de escopo e a redução dos custos de transação pela integração vertical[66]. Pela ótica da firma, e ainda com o instrumental de análise da Economia dos Custos de Transação, podemos pensar que os contratos de longo prazo de fornecimento de gás natural são complexos e tem grande incerteza. Grande parte destes contratos também estavam sendo estruturados na modalidade de *project finance*, o que representava elevados custos de transação, dadas os arranjos contratuais e de garantias que eles demandam para viabilização. Com a integração vertical para a frente na cadeia do gás natural, a Petrobras também conseguia o efeito de reduzir estes custos de transação e as possibilidades de comportamento oportunista de outros agentes. Concorria aqui, para a entrada da Petrobras no programa de geração, a necessidade da empresa monetizar suas reservas. Dito de outra forma, a geração termelétrica permitia a monetização das reservas não suportadas pelo mercado ou, até mesmo, a antecipação das curvas de importação de gás projetadas no contrato com a Bolívia.

A despeito da influência governamental nas decisões da empresa, não podemos reconhecer, positivamente, com que grau de resistência ou aceitação elas foram implementadas na empresa. Contudo, é relevante recuperar dados e fatos que caracterizaram o momento e podem ter tido um papel fundamental nestas decisões.

Como vimos na terceira seção deste capítulo, a aprovação do Plano Emergencial de Termelétricas da Petrobras da Petrobras estava apoiada em dois fatores significativos para a empresa: a) a antecipação da venda de gás natural e, b) a garantia de compra da energia produzida pela Eletrobrás. Entretanto, a Eletrobrás foi impedida pelo seu Departamento Jurídico de cumprir este compromisso[67], o que significou o primeiro golpe na sustentabilidade do programa.

---

[66] O que se coloca em questão com esta leitura não é a função lucro da firma, mas o ganho do bem estar social.

[67] O Departamento Jurídico entendia que a Eletrobrás somente poderia comprar energia através de licitação, segundo a Lei 8.666.

Contudo, o agravamento da crise energética fez com que a empresa continuasse acreditando na possibilidade de antecipar as vendas do gás pela via da geração termelétrica, o que a levou a aprovar o Plano Termelétrico Complementar. Os estudos de viabilidade técnica e econômica dos projetos aprovados partiam de um conjunto de premissas, das quais duas merecem destaque: a) a energia produzida seria vendida em um *mix* de contratos bilaterais e mercado aberto e, b) os preços futuros da energia elétrica estimados com a utilização do simulador NEWAVE.

O *mix* de contratação bilateral e venda pelo mercado *spot* seguia basicamente a definição regulatória da substituição dos contratos inicias pelos novos contratos bilaterais. Acreditava-se, portanto, na possibilidade de contratação bilateral para a venda de energia. Adicionalmente, considerou-se a possibilidade de venda no mercado *spot*, dado as previsões de altos preços de energia por pelo menos três anos.

O segundo golpe na sustentabilidade dos investimentos da Petrobras em geração termelétrica foi decorrente do racionamento decretado um mês depois da aprovação do Plano Termelétrico Complementar. Esta medida intentava reduzir o consumo de energia elétrica no país em 25%. O resultado direto do racionamento foi um choque na demanda de energia que constrangia as possibilidades de venda. Outro fator derivado do racionamento foi o aumento dos preços no mercado *spot*, que atingiram o preço teto de R$ 680,00/MWh. Este nível de preços provocou uma substituição energética na qual, por exemplo, muitas empresas optaram pela aquisição de grupos geradores, reduzindo o espaço real para aproveitamento das oportunidades de venda de energia nesses níveis de preço.

A volatilidade dos preços do MAE constituiu-se, ainda, em um terceiro golpe nas premissas nas quais se fundamentavam os investimentos. De fato, os estudos de viabilidade técnica e econômica previam os preços futuros de energia elétrica muito elevados. Estas projeções são apresentadas na tabela 5.4:

Tabela 5.4 – Preços futuros de energia estimados pelo simulador NEWAVE e utilizados nos estudos de viabilidade técnica e econômica.

Preço da energia elétrica (US$/MWh)	Ano				
	2001	2002	2003	2004	2005
Mercado aberto	233,5	186,6	123,1	55,2	36,4

Fonte: PETROBRAS, elaborado a partir de entrevistas.

Embora as previsões do NEWAVE apontassem preços elevados durante um longo período de tempo, o que ocorreu foi a sua redução do preço teto (R$ 680,00/MWh) para o piso inferior (R$ 5,00/MWh) em um período de apenas seis meses. Para isso contribuíram o forte período de chuvas do verão de 2002, a alteração estrutural da demanda de energia elétrica no Brasil[68] e a mudança das premissas utilizadas pelo simulador NEWAVE. Esta última alteração merece um comentário adicional. O simulador passou a integrar: a) a implantação de 100% das térmicas do Programa Termelétrico Emergencial e do Programa Termelétrico Complementar; b) a implantação das Termelétricas Emergenciais da CBEE e; c) mudanças nos seus parâmetros de modelagem. Evidentemente, a incorporação deste grande número de unidades termelétricas proporcionava uma expansão da produção de energia, aliviando a restrição de oferta e, conseqüentemente, reduzindo os preços do mercado atacadista. Dito de outra forma, os esforços da Petrobras para a alavancagem do programa de geração termelétrica terminaram por servir ao Governo Federal[69] como ferramenta para reequilíbrio do mercado, ainda que à custa da sustentabilidade dos investimentos da empresa.

Finalmente, os resultados desse processo refletiram-se no desempenho econômico-financeiro da empresa. Na tabela 5.5 mostramos a evolução destes reflexos nas demonstrações contábeis da área de gás e energia:

[68] De fato, o racionamento levou a uma maior racionalidade no uso da energia elétrica em todos os setores. Como dissemos anteriormente, mesmo com o fim do racionamento, o consumo de energia permaneceu em níveis semelhantes aos de 1998.

[69] Não seria inoportuno lembrar que a permanência da crise no setor elétrico e os preços altos do mercado atacadista configuravam sérias restrições à economia, o que poderia desencadear efeitos políticos negativos em um ano eleitoral.

Tabela 5.5 – Demonstração de Resultados da Área de Gás e Energia (em milhões de reais).

Conta	Ano		
	2001	**2002**	**2003**
Receita Operacional Líquida	**1.956**	**2.684**	**4.758**
Intersegmentos	413	527	727
Terceiros	1.543	2.157	4.032
Custo dos produtos e serviços vendidos	(1.697)	(1.782)	(3.416)
Lucro Bruto	**259**	**902**	**1.342**
Despesas Operacionais	**(169)**	**(1.836)**	**(3.120)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(100)	(171)	(418)
Despesas Tributárias	(10)	(25)	(30)
Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento	(7)	(14)	(18)
Outras Despesas Operacionais	(52)	(1.626)	(2.655)
Lucro Operacional	**(90)**	**(934)**	**(1.778)**
Despesas Financeiras Líquidas	(751)	(417)	157
Participação em Subsidiárias	(2)	(7)	56
Receitas/Despesas não Operacionais	(3)	8	(4)
Lucro Antes dos Impostos, das Participações dos Empregados e da Participação Minoritária	**(660)**	**(1.358)**	**(1.569)**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(21)	(108)	972
Participação Minoritária	359	858	(657)
Participação de Empregados	(5)	(2)	(5)
Lucro Líquido	**(327)**	**(610)**	**(1.260)**

Fonte: PETROBRAS, Relatórios Anuais de 2001,2002 e 2003.

Os números apresentados mostram que, apesar de os lucros brutos da companhia serem crescentes, os resultados finais sofrem impactos significativos das despesas operacionais. Este grupo inclui as provisões contabilizadas para perdas com exposição financeira em negócios de energia. Em 2002, estas provisões totalizaram R$ 1.552 milhões, elevando-se para R$ 2.123 milhões em 2003. Estas provisões cobrem compromissos de compra de

energia, fornecimento de gás e reembolso de despesas operacionais com plantas termelétricas incluídas no PPT, desde usinas próprias até as usinas *merchants*.

As plantas *merchants* merecem comentário destacado neste contexto, dado o grande impacto que proporcionam nos resultados da companhia. De fato, os compromissos assumidos pela Petrobras nos contratos com estas usinas são muito mais onerosos que aqueles assumidos com outras usinas, que restringem-se, basicamente, ao compromisso de compra de energia. No caso das *merchants*, a empresa comprometeu-se a realizar pagamentos contingenciais para as usinas a fim de reembolsar despesas operacionais, impostos e custo de oportunidade sobre o capital investido[70], caso as receitas auferidas com a venda de energia não fossem suficientes para cobrir estes custos e despesas. O Relatório Anual 2003 da Petrobras dá uma dimensão deste ônus ao apontar que, considerando uma taxa de desconto de 12% a.a., o valor presente líquido da exposição financeira máxima do segmento de energia, em 31 de dezembro de 2003, era de aproximadamente R$ 4.100 milhões. O Relatório Anual 2004 aponta ainda que, em 31 de dezembro de 2003, o compromisso total com as plantas *merchants*[71], para o período 2004-2008, era de aproximadamente R$ 3.200 milhões, enquanto o compromisso total com as outras plantas[72], no período 2004-2023, era de aproximadamente R$ 1.500 milhões. Não podemos deixar de citar Sauer (2003b) ao afirmar que, com dados brutos, projeta-se o pagamento para as três *merchants*, em cinco anos, de US$ 1,5 bilhão, contrapondo-o ao fato de os investidores terem dispendido US$ 1,26 bilhão[73] na construção das três usinas. Vale lembrar ainda que, findo os contratos com as usinas, a Petrobras não terá nenhuma propriedade sobre os ativos das mesmas.

A reconstituição dos dados e do histórico aqui realizada pretende evidenciar os elevados níveis de risco que a Petrobras assumiu nos seus investimentos em energia, notadamente nos contratos assinados com as usinas *merchants*, nos quais praticamente todos os riscos

---

[70] Vale lembrar que a Petrobras não tem nenhuma participação nos investimentos das usinas *merchants*.
[71] Macaé Merchant, Eletrobolt e Termoceará.
[72] Termorio, Termobahia, UEG Araucária, Fafen Energia, Ibiritermo, Três Lagoas, UTE Canoas e Nova Piratininga.
[73] Investimentos divulgados pela imprensa de US$ 305 milhões para a Eletrobolt, US$ 815 milhões para a Macaé Merchant e US$ 138 milhões para a Termoceará.

eram assumidos pela Petrobras. O quadro de incerteza regulatória e institucional e as mudanças estruturais no setor de energia elétrica provocadas pelo racionamento levaram a um novo quadro para o setor, substancialmente diferente daquele quadro inicial, e mesmo daquele contemplado pelas previsões da empresa. Neste novo quadro, as oportunidades de lucro da Petrobras nestes projetos foram praticamente suprimidas, uma vez que os riscos potenciais converteram-se em constantes prejuízos para a empresa.

5.4.4 – A Petrobras e os Contratos de *Project Finance*.

Para empreender uma análise da dinâmica dos contratos de *project finance* como instrumento de financiamento dos projetos termelétricos da Petrobras devemos, em primeiro lugar, entender uma alteração fundamental na sua estrutura de geração de caixa. No período anterior à Lei do Petróleo o princípio da paridade de preços com o mercado internacional ainda não estava vigente na companhia[74]. Durante esse período a organização teve sérias restrições de capital, estabelecidas pela contenção dos preços dos derivados para controle inflacionário e pelos custos de produção da companhia. A Lei do Petróleo inaugurou uma nova fase dentro da Petrobras, quando os mecanismos de governança passaram a ser orientados por uma ótica empresarial[75], e os preços passaram a ser definidos em função da paridade internacional. A partir daí, a empresa recuperou-se financeiramente e passou a exibir sucessivos lucros recordes nos seus balanços. Grande parte desta recuperação é devida, também, ao significativo aumento dos preços internacionais do petróleo.

No entanto, dois elementos criam, ainda hoje, restrições sobre a gestão dos recursos da empresa. Em primeiro lugar, os acordos do Governo Federal com o Fundo Monetário Internacional (FMI), firmados nos processos de negociação do empréstimo ao Brasil, em

[74] Passou a vigorar apenas a partir da Lei do Petróleo.
[75] Embora este ponto tenha sido discutido anteriormente a empresa passou, de fato, por uma ampla reestruturação organizacional, na qual, inclusive, foi implantado o modelo de unidades de negócios.

2002, estabelecem metas de *superávit* primário para o governo. Na contabilização que o FMI faz das transações governamentais, os recursos destinados aos investimentos das empresas estatais são alocados dentro da conta de despesas governamentais, reduzindo o *superávit* primário[76]. Por este motivo, a adoção do *project finance* mostrava-se interessante para o financiamento dos projetos, já que por serem contabilizados *off-balance*, como vimos anteriormente, desoneravam as demonstrações contábeis da companhia.

Em segundo lugar, devemos considerar a ampla carteira de investimentos nos quais a Petrobras precisa alocar recursos, desde a exploração e produção de seus blocos até a prospecção de novos blocos, contando ainda com investimentos em todo o *downstream* e na área internacional. Em outras palavras, há uma concorrência entre os diferentes projetos pelos recursos da empresa. Caracteristicamente, os projetos de exploração e produção são os que apresentam maiores retornos para a companhia. Todavia, são os que apresentam maiores riscos, dadas as incertezas quanto à existência e ao volume das reservas e quanto à economicidade da sua exploração. Os riscos acentuados destes projetos criam dificuldades para a obtenção de financiamento, seja pela modalidade *project finance* ou *corporate finance*. Desse modo, estes projetos são, via de regra, desenvolvidos com capital próprio da companhia. Portanto, a adoção da modalidade de *project finance* para os projetos termelétricos tinha também a vantagem de liberar capital próprio para os investimentos mais arriscados. Evidentemente, a geração termelétrica também apresentava seus riscos, mas estes poderiam ser mitigados dentro da alocação dos riscos entre os diversos agentes de cada projeto.

Entretanto, se os contratos de *project finance* poderiam prover uma estrutura para alocação dos riscos entre os agentes, o mesmo não ocorreu, dada a concentração dos riscos na Petrobras. De fato, a empresa era fornecedora de gás em todos os projetos e, em alguns casos, compradora também. Assim, para os agentes financiadores, o risco do projeto era, basicamente, o risco da Petrobras, o que favorecia a sua financiabilidade. Para a Petrobras ficava a exposição a um conjunto expressivo de riscos, muitos deles relacionados a aspectos

[76] O superávit primário consiste no total de arrecadações do governo descontado das despesas das autarquias federais, estaduais e municipais e das empresas estatais.

sobre os quais a empresa não tinha domínio ou experiência, como a comercialização de energia.

Um aspecto que possivelmente criou condições para a aceitação destes riscos diz respeito aos investimentos feitos antecipadamente pela Petrobras nos projetos termelétricos. Durante o período dos estudos para a implantação das termelétricas, observou-se que um ponto crítico para estes projetos era a aquisição das turbinas a gás natural, que tiveram sua demanda mundial alavancada pela crise elétrica ocorrida na Califórnia. Para assegurar a execução dos projetos, a Petrobras antecipou a compra, em 2000, de dez turbinas a gás natural[77]. Dito de outra forma, o fato de a Petrobras investir nos projetos antes dos outros participantes, acabou criando barreiras à saída destes projetos, aumentando o poder de barganha dos outros investidores, uma vez que a Petrobras já realizara investimentos em ativos específicos. Tal fato, aliado à intervenção governamental já abordada, ajuda a entender a aceitação dos riscos pela companhia.

A experiência da Petrobras com contratos de *project finance* aplicados a projetos termelétricos não promoveu grandes resultados. Atualmente, dentre as usinas em operação, apenas os projetos Ibiritermo e Termobahia conseguiram estruturar contratos nesta modalidade. Estes só foram possíveis porque a Petrobras participou da estruturação dos projetos como compradora da energia (*off-taker*), o que fez com que os financiadores considerassem o risco da Petrobras, e não do mercado, viabilizando os projetos.

O grande motivo desestruturador dos projetos de investimento da Petrobras em usinas termelétricas, via *project finance*, foi a dificuldade de estruturar os arranjos contratuais que essas operações exigem, notadamente dos contratos de PPA que, em última instância, dão o suporte final na cadeia do negócio.

A reconstituição e interpretação dos investimentos da Petrobras em projetos de geração termelétrica, bem como dos contextos político, setorial e organizacional que foram empreendidas neste trabalho, tiveram o objetivo de reproduzir o quadro no qual a Petrobras

[77] As turbinas eram destinadas para os projetos de Ibirité (1), Canoas (1), Piratininga (4) e Três Lagoas (4).

veio a tomar as suas decisões nos referidos investimentos. Contudo, a avaliação destas decisões torna-se extremamente complexa quando depara-se com a relevância das decisões da companhia dentro do quadro geral da economia brasileira e, particularmente, do setor energético. O conflito existente entre as decisões de caráter empresarial e aquelas que, visivelmente, refletem influências governamentais, constitui-se em um fator adicional de complexidade. Por fim, é importante destacar também que a confidencialidade, muitas vezes estabelecida contratualmente, torna-se um desafio particular nesta tarefa e, portanto, representa uma limitação significativa para este trabalho.

6 - CONCLUSÕES

A matriz energética brasileira é fortemente marcada pela presença dos derivados de petróleo e da eletricidade, notadamente de origem hidráulica. Embora o gás natural não tenha uma participação expressiva na nossa matriz, têm-se buscado meios de incrementar sua participação, uma vez que sua inserção na matriz pode trazer benefícios para o setor energético e para a economia em geral, além de significativos ganhos ambientais.

A despeito da importância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira, os investimentos na expansão da geração hidrelétrica foram sendo constantemente reduzidos ao longo dos anos 80 e 90. Este processo ocorreu em função de fatores que solaparam as bases do modelo de financiamento do setor, como o fim de recursos destinados anteriormente ao setor, a crise de liquidez provocada pela moratória mexicana e o aumento das taxas de juros internacionais.

Dentro desse quadro, a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil representou a superação do obstáculo existente para a inserção do gás natural na matriz energética. Coube à Petrobras o papel de patrocinar a construção do Gasbol, embora não houvesse justificativas econômicas para fazê-lo. Projeto de natureza predominantemente geopolítica, o Gasbol possibilitou o aumento significativo da oferta de gás natural. Esta oferta ocorria em um momento de crise no setor elétrico, com paralisação dos investimentos e riscos crescentes de racionamento. Assim, a opção do gás natural para geração elétrica foi vista como uma solução imediata para a crise do setor.

O sistema elétrico brasileiro, de natureza predominantemente hidrelétrica, pode ter condições operativas melhores com um parque hidrotérmico, por reduzir o efeito estocástico do nível da água nos reservatórios e, dessa maneira, reduzir a volatilidade dos preços da energia no mercado de curto prazo (*spot*). As perspectivas negativas sobre a hidrologia nas bacias brasileiras, confirmadas posteriormente com o racionamento de energia imposto de agosto de 2001 a fevereiro de 2002, configuravam um momento

oportuno para a expansão da geração termelétrica na matriz brasileira, devido ao curto tempo para construção dessas plantas.

A implantação de usinas termelétricas a gás natural poderia apresentar ainda vantagens ambientais, de flexibilidade e de eficiência para a produção de energia no Brasil. Estes ganhos estão associados à utilização do gás natural nos diversos setores da economia e, notadamente, no setor industrial, onde o uso do gás natural na substituição da eletrotermia pode contribuí significativamente para a maior racionalidade energética.

Dentro deste cenário, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), um ambicioso programa que previa a implantação de mais de 50 plantas termelétricas no país, alavancando a inserção do gás natural e configurando uma solução de curto prazo para a crise energética. Contudo, problemas institucionais, regulatórios, econômicos e mercadológicos inviabilizaram a quase totalidade destes projetos. Coube novamente à Petrobras, neste momento, a tarefa de criar condições para viabilização dos projetos termelétricos. Aqui, novamente, pesou nas decisões da empresa o controle federal, que reclamou da companhia uma participação e uma assunção de riscos nestes projetos acima do que se seria compatível com a sua participação.

Não podemos esquecer, contudo, que a Petrobras havia estruturado-se dentro de um novo posicionamento, deixando de ser uma empresa de petróleo e gás para tornar-se uma empresa de energia, em conformidade com movimentos semelhantes de outras grandes companhias de petróleo. A instituição do PPT apresentava-se, então, como uma alternativa para a rápida monetização das reservas de gás da companhia, constrangida financeiramente, na sua área de gás e energia, pelos compromissos contratuais de *take-or-pay* e *ship-or-pay*. O programa atendia também o desejo da companhia, manifesto no seu planejamento estratégico, de atuar de forma integrada como empresa de energia. O que se questiona, portanto, não é o escopo dos investimentos da empresa, pertinentes que são ao seu planejamento estratégico, mas a dimensão dos riscos que ela resolveu assumir. É este aspecto que ressalta a permanência da ingerência governamental na estrutura de governança

da empresa, a despeito da suposta ótica empresarial que deveria prevalecer após a Lei do Petróleo.

A opção estratégica de atuação integrada como empresa de energia, incorporando atividades nos mercados de gás natural e energia elétrica, estabelece o alinhamento com a missão da empresa. Contudo, um eixo potencialmente conflituoso estabelece-se entre os objetivos organizacionais da companhia e os valores do seu grupo de administração. Destacamos também a pertinência da opção estratégica quanto à criação e manutenção das vantagens competitivas desenvolvidas pela Petrobras. Neste sentido, vale ressaltar os seus recursos superiores (ativos especializados, reputação e força da marca), suas habilidades superiores (alicerçadas nas suas capacidades organizacionais e individuais) e sua posição superior (relacionada à dominância em seus mercados).

A combinação das suas competências e recursos com as iniciativas nos negócios de gás natural e energia permitiriam, portanto, a consecução de seus objetivos, resumidos nos seguintes eixos fundamentais: a) consolidar vantagens competitivas no mercado doméstico de petróleo e derivados, b) liderar mercado brasileiro de gás natural e atuar de forma integrada no mercado de energia elétrica e, c) expandir atuação internacional.

O posicionamento da companhia como empresa de energia era, como já dissemos, consoante com o de outras grandes companhias de petróleo e poderia, inclusive, reduzir uma futura contestabilidade dos mercados da Petrobras, caso ela não se posicionasse no mercado de gás natural. Este posicionamento caracterizou-se, principalmente, pela integração vertical da companhia na indústria de gás natural, a exemplo do modelo já adotado no mercado de petróleo e derivados.

As transações entre a Petrobras e os outros agentes da cadeia de gás natural são caracterizadas pela especificidade dos ativos (com potenciais comportamentos oportunistas), pela freqüência significativa destas transações (também sujeitas a comportamentos oportunistas, notadamente com a introdução do livre acesso) e pela incerteza característica da indústria (seja pelo fato de ser uma indústria infante, pela

incerteza regulatória ou pelos possíveis comportamentos oportunistas dos agentes). Dito de outra forma, estas atividades podem acarretar altos custos de transação para a Petrobras, o que torna a integração vertical um mecanismo importante para a redução destes custos, uma vez que a integração permitiria a Petrobras estabelecer estruturas de controle ao longo da cadeia, em oposição às estruturas de mercado. Não seria demasiado afirmar que estas estruturas de controle possibilitariam a coordenação da concorrência entre combustíveis, da produção de gás natural e da monetização das reservas da companhia.

A integração levada a cabo pela Petrobras passava pelos investimentos nas usinas de geração termelétrica a gás natural, importantes para alavancar o mercado de gás e ancorar a expansão da incipiente rede de dutos. Neste contexto, a aceleração dos investimentos em termelétricas que o PPT representava era atraente, pois antecipava o problema da monetização das reservas, além de apresentar uma solução rápida para a crise energética que se configurava naquele momento. Contudo, os riscos que estes investimentos colocavam tornavam-se inadequados para os investidores privados, levando a Petrobras a assumir uma parcela de riscos muito alta para que os projetos fossem viabilizados. Neste ponto, como a reconstituição histórica nos permitiu observar, é flagrante a permanência da ótica sócio-política nas decisões da companhia. Assim, a Petrobras pode ser interpretada tanto como um agente indutor de propósitos governamentais (associados à constituição de um sistema de geração hidrotérmico e à solução da crise energética) quanto um agente motivado por propósitos privados (monetização das suas reservas de gás e redução dos custos de transação).

Entretanto, embora os investimentos em projetos termelétricos tivessem um aspecto fundamentado nos retornos dos investimentos, as premissas nas quais se baseavam foram radicalmente alteradas, comprometendo a sustentabilidade dos investimentos. Destacamos aqui o fato de a Eletrobrás não garantir a compra da energia produzida, o racionamento e os seus impactos na demanda de energia e a redução dos preços da energia estimados pelo programa Newave para o mercado *spot*. Os financiamentos dos projetos pela modalidade *project finance* também mostraram-se inviáveis, dados as grandes riscos que os agentes

percebiam no setor e, notadamente, pela dificuldade na realização dos contratos de venda de energia.

Exposto este quadro, entendemos que o posicionamento da Petrobras, ao longo de toda a cadeia do gás natural, é coerente com as diretrizes do seu planejamento estratégico, permitindo a sua consolidação como empresa de energia e favorecendo o estabelecimento de estruturas de coordenação, mais favoráveis à Petrobras que as estruturas de mercado, uma vez que a indústria de gás natural no Brasil ainda é infante. Contudo, a ótica sócio-política ainda predomina em muitas decisões estratégicas da companhia, comprometendo significativamente o seu desempenho. O problema que se coloca aqui está relacionado com a estrutura de governança da empresa e a utilização da sua representatividade econômica e tecnológica como instrumento de política energética. Esta análise, evidentemente, extrapola o objetivo inicial deste trabalho, que era avaliar os investimentos em geração termelétrica pela ótica da companhia, do seu posicionamento estratégico e dos seus interesses como empresa de energia.

Uma última palavra sobre os princípios arrolados na introdução deste trabalho merece ser feita. A inserção do gás natural na matriz energética brasileira, seja para a geração termelétrica ou para uso nos setores industrial, comercial, residencial ou automotivo tem o resultado de proporcionar ganhos ambientais consideráveis, notadamente no que tange às suas emissões. Em relação à modicidade tarifária, a geração termelétrica, por apresentar custos de geração maiores que as usinas hidrelétricas amortizadas, não proporciona vantagens neste aspecto. Contudo, a complementariedade que agrega ao nosso sistema de geração, predominantemente hídrico, oferece maior segurança nas condições operativas do sistema, além de reduzir a volatilidade de preços no mercado aberto. No tocante à universalização do acesso à energia, seus impactos, provavelmente, serão muito reduzidos. Entretanto, em relação à busca de maior racionalidade energética da nossa matriz, o gás natural, à medida que consiga expandir sua utilização, notadamente no setor industrial, possibilitará ganhos expressivos neste sentido. Salientamos, mais uma vez, os ganhos que a sua inserção representariam na substituição da eletrotermia. Em resumo, não podemos deixar de notar que, indubitavelmente, a inserção do gás natural na matriz energética

brasileira contorna-se de aspectos positivos e, portanto, terá um papel de destacada importância na consolidação da Petrobras como empresa de energia, líder nos segmentos de petróleo e derivados, gás natural e energia elétrica na América do Sul, além de contribuir para o desenvolvimento nacional e, ainda mais decisivamente, para o desenvolvimento daquelas regiões contempladas com a sua inserção.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Brasília: Aneel, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Anuário Estatístico de Petróleo e do Gás Natural 2003. Rio de Janeiro: ANP, 2003.

ANSOFF, H. Igor. Corporate Strategy: An Analytic Approach to Business Policy for Growth and Expansion. New York: McGraw-Hill, 1965.

ANSOFF, H. Igor. A Nova Estratégia Empresarial. São Paulo: Atlas, 1990.

AZEVEDO, Paulo Furquim de et al. Competitividade: Mercado, Estado e Organizações. São Paulo: Editora Singular, 1997.

AZEVEDO, Paulo Furquim de. Organização Industrial. In: PINHO, Diva Benevides & VASCONCELLOS, Marcos A S. (orgs). Manual de Economia. São Paulo, Saraiva, 1998.

BONOMI, Cláudio Augusto & MALVESSI, Oscar. *Project Finance* no Brasil: Fundamentos e Estudo de Casos. São Paulo: Atlas, 2002.

CARLTON, Dennis W. & PERLOFF, Jeffrey M. Modern Industrial Organization. New York: Addison-Wesley, 2000.

CARVALHINHO FILHO, José C. Lemos. O valor da flexibilidade em cláusulas "take-or-pay" de contratos para fornecimento de gás natural industrial. Dissertação de Mestrado do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2003.

COASE, Ronald H. The Nature of the Firm. Economica, N.S., vol.4, 1937.

COMINO, Rafael Mauro. A Experiência da Petrobras em Cogeração para o Suprimento de seus Órgãos Operacionais. Palestra proferida em conferência do IBC. São Paulo: 2000.

ENNES, Sérgio A. Weigert et al. Planejamento Integrado entre os Setores Elétrico e Gás Natural: o Projeto Bolívia-Brasil. Trabalho apresentado no 5º Seminário Internacional sobre Gás Natural e GLP. Realizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, no Rio de Janeiro, de 8 a 10 de novembro de 1995.

FANTINE, José. Petróleo e Gás e Estratégias para o Brasil. Trabalho apresentado no Seminário "Ciência e Tecnologia para o Desenvolvimento: o Papel da Empresa e do Estado". Realizado em São Paulo pelo Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais, de 23 a 24 de outubro de 1997.

FINNERTY, John D. *Project Finance*: Engenharia Financeira Baseada em Ativos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

GHEMAWAT, Pankaj. A Estratégia e o Cenário dos Negócios. Porto Alegre: Bookman, 2000.

GOMES, Ieda Correia. Benefícios Ambientais do Uso do Gás Natural. Artigo publicado na revista Mineração Metalurgia, v.54, n.515, p.20-22, ago/set 1990.

GUEDES, Aílton Antônio & MARCUSSO, José Luiz. Anos 90: A Década do Gás Natural no Brasil. Trabalho apresentado no III Seminário Internacional sobre Gás Natural. Realizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, em São Paulo, de 4 a 6 de dezembro de 1991.

GUEDES FILHO, Ernesto Moreira *et al.* Energia: as razões da crise e como sair dela. São Paulo: Editora Gente, 2002.

HOCHSTETLER, Richard Lee. A reforma do setor elétrico no Brasil: as perspectivas de introdução de competição no segmento de geração. Dissertação de Mestrado da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 1998.

HOFFMAN, Scott L. The Law and Business of International *Project Finance*: a resource for governments, sponsors, lenders, lawyers and project participants. The Netherlands: Kluwer Law International, 1998.

HUNTER, J. David & WHEELEN, Thomas L. Gestão Estratégica: princípios e práticas. Rio de Janeiro: Reichmann & Afonso Editores, 2002.

LEITE, Antônio Dias. *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Ed. Nova Fronteira, 1997.

LOFTS, Graham. Desafios para a expansão do parque hidrelétrico brasileiro: a questão do *Project Finance*. Dresdner Kleinwort Benson. MME: 1999.

LOPES, Marcelo José Cavalcanti. Dispositivos e condições contratuais que dão suporte a um financiamento de longo prazo, modalidade Project Finance, para projetos termo-elétricos a gás natural no Brasil. Dissertação de Mestrado do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2003.

MARIOTONI, Carlos Alberto e PRADO JÚNIOR, Fernando A. de Almeida. A Transformação da CESP em Companhia Energética: Uma Visão Crítica do Processo. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas, 1994.

MATIAS, Antônio Manuel Marques. *Auge e Crise do Setor Elétrico: 1962-1993*. Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação da EAESP/FGV, na área de Administração Pública. Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, 1994.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2001 (www.mme.gov.br).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2003 (www.mme.gov.br).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão 1998/2007.

MINTZBERG, Henry & QUINN, James Brian. O Processo da Estratégia. Porto Alegre: Bookman, 2001.

MINTZBERG, Henry; LAMPEL, Joseph & AHLSTRAND, Bruce. Todas as partes do Elefante. *In* JULIO, Carlos Alberto (org.). Estratégia e Planejamento: autores e conceitos imprescindíveis. HSM Management. São Paulo: Publifolha, 2002.

MORAES, Suzy E. Gasparini de. O mercado de gás natural no Estado de São Paulo: Histórico, Cenários, Perspectivas e Identificação de barreiras. Dissertação de Mestrado do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Benefícios e Resultados Provenientes da Atuação do ONS: NT 039/2004. Rio de Janeiro: 2004.

PETROBRAS S.A. Petrobras 2010: Crescimento, rentabilidade e responsabilidade social. Rio de Janeiro: 2000.

PETROBRAS S.A. Participação da Petrobras no Setor Elétrico. Diretoria de Gás e Energia. Rio de Janeiro: 2001.

PETROBRAS S.A. Plano Estratégico 2001-2005. Rio de Janeiro: 2001.

PETROBRAS S.A. Relatório Anual 2001. Rio de Janeiro: 2002.

PETROBRAS S.A. Plano Estratégico 2003-2007. Rio de Janeiro: 2003.

PETROBRAS S.A. Relatório Anual 2002. Rio de Janeiro: 2003

PETROBRAS S.A. Balanço da Participação da Petrobras no Programa de Termelétricas. Rio de Janeiro: 2004.

PETROBRAS S.A. Relatório Anual 2003. Rio de Janeiro: 2004

PINTO JR, Hélder Queiroz. O papel das inovações financeiras e a entrada do capital privado: as mutações do contexto de financiamento da indústria elétrica brasileira. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

PONTES, João Randolfo. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

PORTER, Michael E. Estratégia Competitiva: técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Rio de Janeiro: Campus, 1989.

PORTER, Michael E. Vantagem Competitiva : criando e sustentando um desempenho superior. Rio de Janeiro: Campus, 1989b.

RAMOS, Dorel S., FADIGAS, Eliane A. F. A. & LIMA, Wagner da Silva. Decisão de Investimentos em Geração Termelétrica sob Condições de Risco no Mercado Atacadista de Energia. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2000. Disponível em: www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/biblioteca/investimento.htm.

REAL, Rodrigo Valle, GUTIERREZ, Margarida & ALMEIDA, Edmar de. Análise das Estratégias Empresariais para Monetização das Reservas de Gás Natural da Bolívia. Trabalho apresentado no IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: 2002. Disponível em www.ie.ufrj.br/energia/publicacoes_artigos.html.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Project Finance e outras formas alternativas de financiamento na indústria do petróleo. Trabalho apresentado no Conexpo Arpel'96. Rio de Janeiro: IBP, 1996.

RIBEIRO FILHO, Ary Pinto & MORAES, Walter F. Araújo de. Estratégias básicas na indústria de energia elétrica no novo ambiente competitivo. Trabalho apresentado no Congresso Brasileiro de Energia.

SANTANA, Edvaldo Alves de & OLIVEIRA, Carlos Augusto C. N. V. A economia dos custos de transação e a reforma da indústria de energia elétrica no Brasil. *In*: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

SANTANA, Edvaldo Alves de & GOMES, Ana Amália Conti. A Reestruturação das Indústrias de Rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. *In*: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

SANTOS, Rodolfo Torres dos. Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural: Elementos para Análise de Casos no Brasil. Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ, 2001.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos *et al.* Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobrás, 2002.

SAUER, Ildo Luís et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Campo Grande: Ed. UFMS; São Paulo, Paz e Terra, 2003.

SAUER, Ildo Luís. Estratégia para salvar o gás. Revista Brasil Eneergia, nº 273. Rio de Janeiro: agosto de 2003.

STUCKEY, John & WHITE, David. When and when not to vertically integrate. The McKinsey Quarterly, Nº 3, 1993.

TAUTZ, Carlos. Energia rápida e barata. Brasil Energia. Novembro de 2000.

VIEIRA, Daniela Calazans *et alli*. Project Finance. Nota Técnica da ANP. Rio de Janeiro: 1999.

VIEIRA, José Paulo. *O Novo Papel do Estado no Setor Elétrico: A Implementação dos órgãos reguladores*. Dissertação de Mestrado da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. São Paulo: PUC, 1998.

VIGLIANO, Ricardo. Coppe compara emissões. Brasil Energia. Janeiro de 2002.

VIGLIANO, Ricardo. Componente cambial favorece usinas a carvão. Brasil Energia. Janeiro de 2002.

WALTER, Arnaldo Cesar da Silva. *Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucroalcoleiro*. Tese de Doutorado apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, 1994.

WILLIAMSON, Oliver E. The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting. London: The Free Press, 1985.