

O PAPEL DO *PROJECT FINANCE* NO FINANCIAMENTO DE PROJETOS DE
ENERGIA ELÉTRICA: CASO DA UHE CANA BRAVA

Viviana Cardoso de Sá e Faria

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Prof. Adriano José Pires Rodrigues, D.Sc.

Prof. César das Neves, Ph.D.

Prof. José Cláudio Linhares Pires, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2003

FARIA, VIVIANA CARDOSO DE SÁ E

O Papel do *Project Finance* no
Financiamento de Projetos de Energia
Elétrica: Caso da UHE de Cana Brava.
[Rio de Janeiro] 2003.

XI, 180 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Planejamento Energético, 2003)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Financiamento de longo prazo
2. *Project Finance*
3. Setor elétrico

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A Deus,
Aos meus pais, Vinícius e Joana,
Aos meus irmãos, Marcus Vinícius e Juliana, e
À tia Thazia

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Adriano Pires um agradecimento mais que especial, não só pelas suas precisas colocações e sugestões ao longo da orientação, mas por ter proporcionado, ao longo destes anos de trabalho, uma experiência de relevante enriquecimento intelectual e profissional através do seu exemplo de competência e seriedade.

Ao Prof. Luiz F. L. Legey pela orientação, incentivo e interesse demonstrado pelo tema desta dissertação e, principalmente, pelo enriquecedor conhecimento compartilhado durante o desenvolvimento da dissertação.

Ao Prof. Rafael Schechtman pelo apoio e aprendizado ao longo do último ano.

Aos profissionais Andrea Azeredo, Luiz Borges e Rui Gomes pelo incentivo e pelas preciosas sugestões, críticas e revisões.

Ao Gustavo Labanca, Mauricio Bähr e o Luis Eduardo Viana (Tractebel) pelo interesse em levar o tema para discussão no ambiente acadêmico, disponibilizando dados e discutindo temas pertinentes ao trabalho.

Aos colaboradores: Ana Siqueira Dantas, Carlos Haude (BNDES), Eduardo Bertão (DrKW), Ernani Torres (BNDES), José Cláudio Linhares Pires (BNDES), Maria Alice Deschamps (Petrobras) e Wladimir Bráulio (BNDES) pelo inestimável apoio.

À Cristina Neves, Helena Basil, Jorge Pasin, Laura Mattos, Leonardo Bento, Leonardo Campos e Ricardo Gorini pela ajuda, paciência e solidariedade na conclusão desta tarefa.

A toda comunidade PPE, pelo agradável ambiente acadêmico.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

A todos aqueles que, mesmo não citados explicitamente, colaboraram de alguma forma para a realização deste trabalho através do apoio e compreensão nos momentos em que não estive presente devido à dissertação.

*“O ótimo é inimigo bom”
(autor desconhecido)*

*“É preciso amar as pessoas como se não houvesse amanhã
Porque se você parar para pensar, na verdade não há
Sou uma gota d’água
Sou um grão de areia”
(Renato Russo)*

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

O PAPEL DO *PROJECT FINANCE* NO FINANCIAMENTO DE PROJETOS DE ENERGIA ELÉTRICA: CASO DA UHE CANA BRAVA

Viviana Cardoso de Sá e Faria

Fevereiro/2003

Orientadores: Luiz Fernando Loureiro Legey
Adriano José Pires Rodrigues

Programa: Planejamento Energético

O objetivo central desta dissertação é descrever o histórico de financiamento do setor elétrico brasileiro, destacando o papel do *project finance* como uma alternativa de crédito de longo prazo capaz de viabilizar novos projetos após a desregulamentação do setor.

As principais premissas que estimularam essa reforma foram as seguintes: (i) a piora no desempenho das empresas estatais do setor elétrico brasileiro relativo aos custos e qualidade dos serviços prestados aos consumidores; (ii) a incapacidade do Estado para financiar novos investimentos ou até mesmo prover a sua manutenção; e (iii) a necessidade de eliminar os subsídios pertinentes ao setor a fim de atender outros objetivos que necessitam da intervenção direta do Estado.

Um dos principais destaques do *project finance* é a possibilidade de montar uma estrutura financeira capaz de financiar novos projetos a partir do seu próprio fluxo de caixa, sem que sejam exigidas garantias adicionais dos patrocinadores. Dessa forma, o sucesso desta modalidade de financiamento pressupõe estabilidade e clareza dos aparatos legal e regulatório, de forma que os riscos possam ser minimizados.

A análise da estrutura de financiamento da UHE Cana Brava permite exemplificar como os aspectos teóricos são utilizados na sua estruturação, bem como ressaltar os pontos de estrangulamento que inviabilizam e/ou encarecem esse tipo de instrumento de financiamento de longo prazo no Brasil.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE ROLE OF *PROJECT FINANCE* TO FINANCE POWER PLANTS: CASE OF
CANA BRAVA HYDROPOWER PLANT

Viviana Cardoso de Sá e Faria

January/2003

Advisors: Luiz Fernando Loureiro Legey
Adriano José Pires Rodrigues

Department: Energy Planning

This dissertation aims at providing a historical overview of the power sector financing and the role of project finance in Brazil.

The major driving forces behind the reform include the following: (i) poor performance of the state-run power sector in terms of costs and quality of the service provided to population; (ii) the lack of recourses within the sector in order to finance new investment and/or maintenance expenditures; and (iii) the removed of subsidies in order to release resources for other pressing public expenditure needs.

Project finance, which is essentially a contract-based financing, can be successful in the long term only against a background of solid rules, regulations, and policies. Hence, new investment is to be provided by structuring the financing around the project's own operating cash flow and assets, without additional sponsor guarantees. Particularly important is the need for governments to provide a legal support and stable regulatory framework.

The analysis of the hydropower Cana Brava financing structure exemplifies how theoretical aspects of project finance are applied. At the same time, it identifies the issues that hinder or make too much expensive this type of long term financing tool.

1	INTRODUÇÃO	1
2	HISTÓRICO DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	3
2.1	Fase 1: 1879-1933	4
2.2	Fase 2: 1934-1963	7
2.2.1	Período de Regulamentação: 1934-1944	7
2.2.2	Período de Expansão: 1945-1963	11
2.3	Fase 3: 1964-1988	21
2.4	Fase 4: a partir de 1989	29
2.4.1	Período de Regulamentação: 1989-1995	29
2.4.2	PND do SEB: 1996-2000	37
2.4.3	Paralisação das Reformas do SEB: 2001-2002	40
3	<i>PROJECT FINANCE</i>: UMA ALTERNATIVA DE FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO	46
3.1	Definição	46
3.2	Histórico	48
3.3	Características	50
3.4	Estrutura	52
3.5	Riscos Ponderados	56
3.6	Classificação dos Riscos	58
3.7	Medidas Mitigadoras	59
3.8	Formas de Financiamento	63
3.9	Fontes de Financiamento	65
3.10	Vantagens	74
3.11	Desvantagens	76

3.12	Comparação entre <i>Project Finance</i> e o Financiamento Corporativo (<i>Corporate Finance</i>).....	77
4	ESTRUTURA DE UM <i>PROJECT FINANCE</i> PARA PROJETOS HIDRELÉTRICOS: CASO DA UHE CANA BRAVA	80
4.1	Características.....	80
4.2	Histórico	83
4.3	Patrocinadores (<i>Sponsors</i>).....	87
4.4	Financiadores (<i>Lenders</i>).....	91
4.7	Riscos do Projeto	102
4.8	Matriz de Risco	106
4.9	Estrutura Contratual.....	111
4.10	Estrutura Financeira	113
4.11	Destaques	118
5	CONCLUSÃO	122
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126
	WEB-SITES CONSULTADOS:	133
	A N E X O S	135
	ANEXO I: CRONOLOGIA DO SEB.....	136
	ANEXO II: GLOSSÁRIO.....	142
	ANEXO III: DADOS PND DO SEB	153
	ANEXO IV: AGÊNCIAS DE FINANCIAMENTO.....	155
	ANEXO IV: INFORMAÇÕES SOBRE O PROJETO DA UHE CANA BRAVA.....	167

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: CRONOLOGIA DO PERÍODO DE IMPLANTAÇÃO (1879-1933)	4
FIGURA 2: CRONOLOGIA DO PERÍODO DE EXPANSÃO (1934-1944)	7
FIGURA 3: CRONOLOGIA DO PERÍODO DE EXPANSÃO (1945-1963)	11
FIGURA 4: CRONOLOGIA DO PERÍODO ESTATIZANTE (1964-1988)	21
FIGURA 5: CRONOLOGIA DO PERÍODO DE REGULAMENTAÇÃO(1989-1995)	29
FIGURA 6: MOTIVADORES PARA A TRANSIÇÃO DO MODELO ESTATAL PARA O MODELO REGULATÓRIO	31
FIGURA 7: PERÍODO DE PRIVATIZAÇÃO (1996-2000)	37
FIGURA 8: CHOQUE DE OFERTA (2001-2002)	40
FIGURA 8: ESTRUTURA DE UM <i>PROJECT FINANCE</i>	53
FIGURA 9: CLASSIFICAÇÃO DOS RISCOS	56
FIGURA 10: ESTRUTURA DO <i>PROJECT FINANCE</i> DA UHE CANA BRAVA	86
FIGURA 11: ESTRUTURA CONTRATUAL DA UHE CANA BRAVA	111
GRÁFICO 1: FONTE DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO 1953-1966	14
GRÁFICO 2: INVESTIMENTOS TOTAIS DO SEB ENTRE 1970-1989 (MILHÕES/US\$)	25
GRÁFICO 3: BRASIL – TAXA DE JUROS NOMINAL VS. INVESTIMENTOS SEB ENTRE 1974-1989	26
GRÁFICO 4: PND SEB - PARTICIPAÇÃO (%) DOS INVESTIDORES POR PAÍS ENTRE 1995-2000	38
GRÁFICO 5: INVESTIMENTOS TOTAIS DO SEB ENTRE 1970-2004 (EM BILHÕES US\$)	41
GRÁFICO 6: INVESTIMENTO ESTRANGEIRO DIRETO VS. SAÍDA DE RECURSOS NO PERÍODO DE 1995-2001	42
GRÁFICO 7: PAÍSES DESENVOLVIDOS: ATIVOS FUNDO DE PENSÃO EM % DO PIB	70
GRÁFICO 8: TRACTEBEL ENERGIA S.A.: COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 27/03/02 (%)	88
GRÁFICO 9: DESEMBOLSOS REALIZADOS PELO BNDES PARA PROJETOS DE ENERGIA	91
GRÁFICO 10: DISTRIBUIÇÃO DE RECURSOS DO IDB POR PAÍS EM 2000 (%)	93
GRÁFICO 11: OPERAÇÕES DO DRKW RELACIONADAS AO SETOR DE ENERGIA ENTRE 1996-2002	96

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: CRESCIMENTO CUMULATIVO DA CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA: 1900-1910 – 1940-1945	10
TABELA 2: CAPACIDADE INSTALADA E PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA <i>PER CAPITA</i> – 1935, 1940, 1945	10
TABELA 3: CAPACIDADE INSTALADA POR CATEGORIA (MW E %): 1952-1964	15
TABELA 4: FONTES E USOS DO SEB (R\$ E %): 1970-1994	27
TABELA 5: COMPARAÇÃO ENTRE O MODELO ESTATAL E REGULATÓRIO DO SEB	36
TABELA 6: PND - RESULTADO POR SETOR DE ATIVIDADE ENTRE 1995-2000	38
TABELA 7: PARTICIPAÇÃO PRIVADA NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	39
TABELA 8: INVESTIMENTO ESTRANGEIROS DIRETOS NO PERÍODO DE 1995-2001	42
TABELA 9: PREVISÃO DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO PARA O PERÍODO 2002-2004 ..	43
TABELA 10: TIPOS DE ESTRUTURA CONTRATUAL	55
TABELA 11: TIPOS DE CONTRATOS DE COMPRA E VENDA	61

TABELA 12: RANKING DOS PRINCIPAIS AGENTES NA ESTRUTURAÇÃO DE <i>PROJECT FINANCE</i> NO MUNDO (EM % POR Nº DE PROJETOS).....	68
TABELA 13: RANKING DOS PRINCIPAIS PROJETOS E AGENTES NA ESTRUTURAÇÃO DE <i>PROJECT FINANCE</i> NA AMÉRICA LATINA (EM % POR Nº DE PROJETOS).....	69
TABELA 14: PORTFÓLIO DA TRACTEBEL ENERGIA S.A.....	89
TABELA 15: PROJETOS DE ENERGIA ENQUADRADOS E OS APROVADOS PELO BNDES EM 2000 E 2001	92
TABELA 16: CARTEIRA DE PROJETOS DA ÁREA DE ENERGIA FINANCIADOS PELO BNDES EM 2002	92
TABELA 17: PROJETOS FINANCIADOS PELO IDB NO BRASIL A PARTIR DE 1996.....	94
TABELA 18: CONFIGURAÇÃO DA ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DA UHE CANA BRAVA: FASE 1	114
TABELA 19: CONFIGURAÇÃO DA ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DA UHE CANA BRAVA: FASE 2	115
TABELA 20: CONFIGURAÇÃO DA ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DA UHE CANA BRAVA: FASE 3	116
TABELA 21: PND: RESULTADO DAS PRIVATIZAÇÕES DISTRIBUIDORAS E GERADORAS FEDERAIS	153
TABELA 22: PND: RESULTADO DA PRIVATIZAÇÃO DAS GERADORAS ESTADUAIS	153
TABELA 23: PND: RESULTADO DA PRIVATIZAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS.....	154
 QUADRO 1: PRINCIPAIS FUNDOS DE INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA	72
QUADRO 2: QUADRO COMPARATIVO ENTRE FINANCIAMENTO CORPORATIVO E <i>PROJECT FINANCE</i>	78
QUADRO 3: DADOS DA UHE CANA BRAVA.....	81
QUADRO 4: COMPARAÇÃO DOS INDICADORES DA UHE CANA BRAVA E A UHE SERRA DA MESA	82
QUADRO 5: CRONOGRAMA DO PROJETO DA UHE CANA BRAVA	85
QUADRO 6: PRINCIPAIS OPERAÇÃO DO DRKW NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO	97
QUADRO 7: PRINCIPAIS OPERAÇÕES DO ANZ NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO.....	98
QUADRO 8: CONSULTORES CONTRATADOS.....	101
QUADRO 9: ESTRUTURA CONTRATUAL DETALHADA DA UHE CANA BRAVA	112
QUADRO 10: QUADRO DE FONTES DA CEM	117
QUADRO 11: QUADRO DE USOS DA CEM.....	117
QUADRO 12 – PORTFÓLIO DA ODEBRECHT: UHE’S EM CONSTRUÇÃO	167
QUADRO 13: PORTFÓLIO DA ANDRADE GUTIERREZ: UHE’S CONSTRUÍDAS	167
QUADRO 14: IDB: HISTÓRICO DOS PROJETOS APROVADOS NO BRASIL.....	169

1 Introdução

O objetivo central desta dissertação é descrever os aspectos conceituais e demonstrar a aplicabilidade do *project finance* para financiar projetos de energia elétrica, atentando para os principais entraves existentes no mercado brasileiro que inviabilizam ou encarecem a sua aplicação.

No final da década de 80, o governo brasileiro começou a discutir de que maneira os investimentos no setor de infra-estrutura poderiam ser retomados e qual deveria ser o papel do Estado.

Paralelamente a esse processo, os organismos bilaterais e multilaterais de financiamento passaram a privilegiar a concessão de crédito diretamente aos projetos e não mais através dos governos. Nessa modalidade de financiamento, o fluxo de caixa do projeto assume o papel de avalista primário, surgindo diferentes instrumentos financeiros, como: *project finance*, *private equity*, *leasing*, *joint venture*, *venture capital* e securitização de recebíveis que fossem capazes de atender essa eminente demanda por compartilhamento de risco e que, simultaneamente, estimulasse uma maior participação de investidores privados.

A partir de 1990, o governo federal brasileiro promove alterações significativas nos setores de infra-estrutura, as quais foram conduzidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) através do Plano Nacional de Desestatização (PND).

Em relação ao setor elétrico, a Lei Elizeu Resende (Lei 8.631/93), promulgada em 1993, foi o primeiro passo para a estruturação das bases para a participação do capital privado no setor elétrico, sendo o ano de 1995 o marco da desregulamentação do setor após a promulgação da Lei das Concessões (Lei 8.987/95) e a inclusão das empresas do sistema Eletrobrás no PND. No mesmo ano a Escelsa foi vendida à iniciativa privada através do primeiro leilão de privatização de uma empresa de energia elétrica, dando início à transição do modelo eminentemente estatal para o privado.

Diante desse propósito, a dissertação está organizada em cinco capítulos. O primeiro trata-se desta breve introdução. O segundo apresenta um breve histórico de financiamento do setor elétrico brasileiro, buscando identificar os fatores comuns presentes nas sucessivas crises ocorridas. Os conceitos de *project finance* são examinados no capítulo três. O capítulo quatro refere-se a um estudo de caso da UHE Cana Brava, um dos primeiros projetos privados desenvolvidos após o novo marco regulatório e institucional estabelecido a partir de 1995, sendo o primeiro projeto de PIE - Produção Independente de Energia (*IPP - Independent Power Producer*)

financiado, via *project finance*, no Brasil. O objetivo é exemplificar os conceitos apresentados no terceiro capítulo do atual contexto do setor elétrico brasileiro. Finalmente, o capítulo cinco conclui com um resumo dos principais pontos da análise desenvolvida nesta dissertação.

2 Histórico do Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro¹

Este capítulo apresenta uma breve descrição da trajetória do setor elétrico brasileiro dividida em quatro fases distintas: Privada (1879-1933), Mista (1934-1963), Estatal (1964-1988) e Regulada (a partir de 1989).

A primeira fase é marcada pela condução dos investimentos por investidores privados estrangeiros, sendo os responsáveis pela instalação e da construção dos primeiros empreendimentos de energia elétrica no Brasil.

Na segunda fase, os serviços públicos de energia elétrica foram concedidos a órgãos da administração direta do Estado. O marco inicial desta fase dá-se com a promulgação do Código de Águas, em 1934, o qual sinaliza uma alteração no modelo vigente ao consolidar o processo de ampliação da intervenção estatal. Processo que já havia iniciado, em 1931, com a reordenação institucional que suspendia todos os atos relativos às operações com cursos perenes ou quedas d'água.

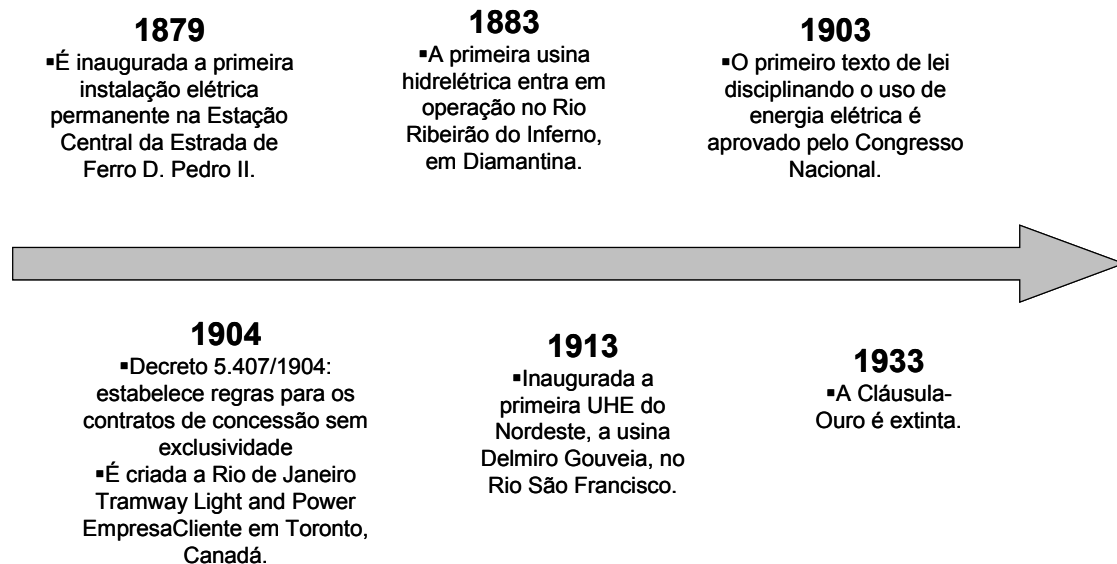
Na terceira fase, os serviços públicos de energia elétrica foram concedidos a empresas públicas, obedecendo às diretrizes do modelo econômico intervencionista estatal e da progressiva e excludente expansão da atuação do Estado não só como regulador, mas principalmente como provedor direto dos referidos serviços. A criação da Eletrobrás possibilitou a centralização do planejamento do setor elétrico, sendo ela a responsável pela construção do complexo sistema elétrico brasileiro.

Finalmente, na quarta e atual fase, o poder concedente continua sendo o Estado, mas é permitido que a iniciativa privada assuma as concessões do setor elétrico brasileiro por prazos determinados pelos contratos de concessão. Esta alteração é influenciada pelo modelo de abertura econômica que estava em curso desde o início da década de 1990. Em relação, ao setor elétrico, o maior motivador foi a falência do modelo estatal devido à incapacidade do Estado retomar o nível ótimo de investimento capaz de atender a demanda por energia elétrica. A escolha pelo modelo regulatório pressupunha substituir a figura do Estado-empresário pela do Estado-regulador que atuaria através de suas agências reguladoras. Ou seja, o governo concederia à iniciativa privada, por um prazo determinado, o gerenciamento das concessionárias de serviços públicos, ficando a cargo das agências reguladoras a regulação e fiscalização dessas atividades.

¹ Para maiores detalhes, ver ANEXO I e ANEXO II.

2.1 Fase 1: 1879-1933

Fase Privada Período de Implantação (1879-1933)



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 1: Cronologia do Período de Implantação (1879-1933)²

Nesta primeira fase, o modelo que regia os serviços públicos no Brasil possuía a seguinte sistemática: o poder concedente era o Estado e, os concessionários, os investidores privados estrangeiros. Para fins de classificação, podemos denominá-lo como privado, apesar da existência, na época, do choque entre as correntes favoráveis à nacionalização e aquelas que defendiam a permanência do capital estrangeiro no setor elétrico brasileiro.

A primeira fase foi, de fato, iniciada e desenvolvida no designado Estado Novo³, antes do qual não havia nenhuma legislação específica que tratasse as relações entre os concessionários e os usuários dos serviços. Limitava-se ao poder público, em qualquer uma das suas três esferas - Federal, Estadual ou Municipal, atraindo o capital externo e celebrando atos de concessão através de contratos com tarifas corrigidas pela “cláusula ouro”⁴, a qual preservava os investimentos em divisas

² Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

³ O regime ditatorial instaurado entre 1930-1945 é resultante do movimento revolucionário ocasionado pelo primeiro governo de Getúlio Vargas.

⁴ Cláusula-Ouro diz respeito ao pagamento efetuado metade em papel-moeda e a outra metade do valor em ouro, ao câmbio médio do mês de consumo.

estrangeiras com o objetivo de compensar os efeitos da desvalorização da moeda nacional.

A disseminação do uso da energia elétrica só teve início de fato nos últimos anos do século XIX. Em síntese, entre 1880 e 1900, o aparecimento de pequenas usinas geradoras foi decorrente da necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas como mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, fábricas de tecido e serrarias. Nesse período, a grande maioria das unidades era de pequena potência, registrando-se, em 1900, a existência de 10 usinas geradoras para uma capacidade instalada total de apenas 12.085 kW. O predomínio da energia de origem térmica durou até a virada do século, quando a entrada em funcionamento da primeira usina da Light⁵ reverteu a situação em favor da hidroeletricidade⁶.

Ao longo deste período verificou-se a construção das primeiras usinas hidrelétricas no país – UHE Marmelos-Zero, UHE Fontes Velha, UHE Delmiro Gouveia etc. - bem como as instalações de serviços públicos utilizando energia elétrica – iluminação da estação da Central do Brasil e a inauguração da primeira linha de bondes elétricos da Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico (RJ).

Cabe destacar dois eventos significativos neste período: a aprovação pelo Congresso Nacional do primeiro texto de Lei, em 1903, que disciplinava o uso da energia elétrica no país e a criação, em 1904, da primeira empresa de eletricidade do país, a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Empresa Cliente.

O marco do período foi o Decreto 5.407 de dezembro de 1904 que estabelecia regras para os contratos de concessão sem exclusividade, cujo prazo máximo da concessão seria de 90 anos, sendo revertido para a União sem indenização do patrimônio constituído pelo concessionário. A revisão das tarifas ocorria a cada cinco anos, pois previam a aplicação da cláusula-ouro. Embora tivesse sido estabelecido este prazo, as concessionárias logravam reajustar as tarifas automaticamente em função das desvalorizações cambiais. Em períodos de forte depreciação cambial,

5 O grupo Light foi pioneiro e iniciou suas atividades no Brasil através da concessão do serviço de transporte urbano de passageiros e cargas em bondes elétricos pela Câmara Municipal de São Paulo em 15 de junho de 1897, por um prazo de 40 anos. Em 7 de abril de 1899, foi então constituída em Toronto, Canadá, a São Paulo Railway, Light and Power Company Limited por iniciativa de um grupo de capitalistas canadenses. A inserção do grupo Light no Rio de Janeiro ocorreu em 1905 após a constituição da Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Limited em 1904. Em pouco tempo, a Light se tornou a responsável pelos serviços de iluminação elétrica e fornecimento de gás, bondes e telefonia do Rio de Janeiro, então capital da República e maior centro urbano do país. Em 1912, o grupo passou por uma nova reestruturação ao ser constituída a Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd., empresa *holding* que consolidava as três empresas já atuantes no Brasil: a São Paulo Tramway, Light and Power; a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power e a São Paulo Electric Co.

6 Para maiores detalhes ver Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil publicado pelo Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, RJ: 1988.

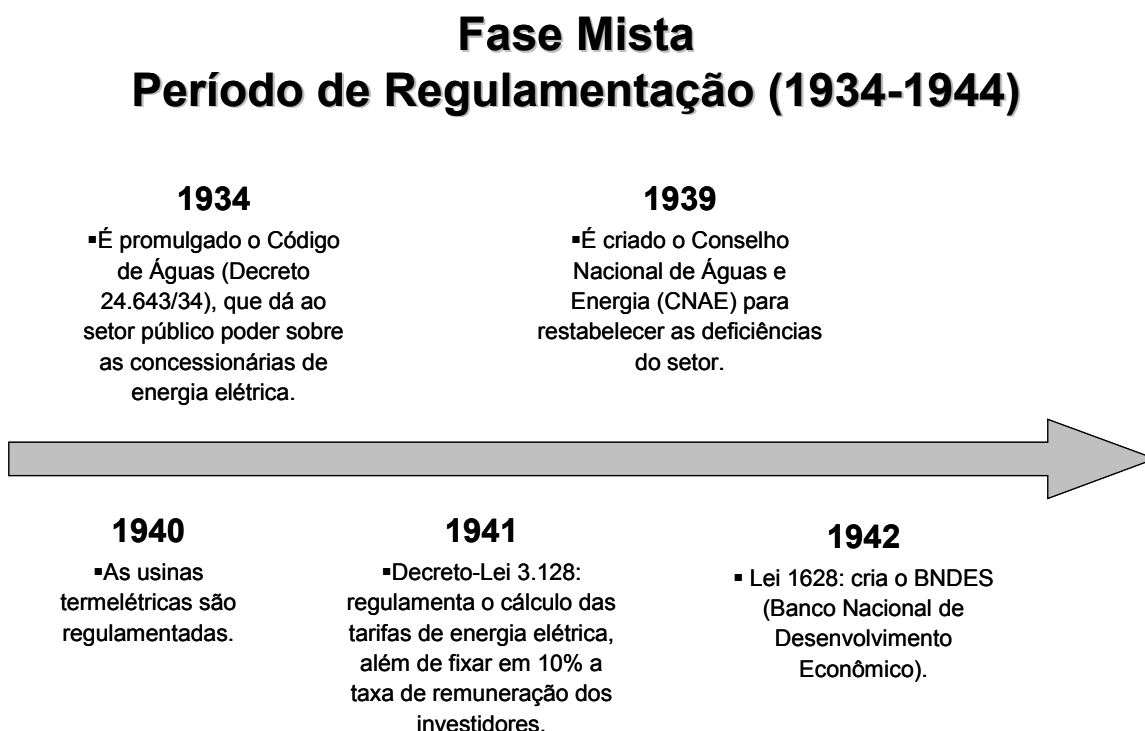
como no início da década de 30, as tarifas se elevavam a tais níveis que reduziam o consumo de eletricidade, afetando adversamente a produção do setor.

Apesar do Decreto 5.407 ter sido considerado um embrião da legislação brasileira direcionada ao setor elétrico, este teve, na prática, um efeito muito reduzido. Durante o período republicano, dada a pequena dimensão do setor elétrico, os municípios constituíram o efetivo poder concedente dos serviços de energia elétrica cuja exploração ficou subordinada aos acordos entre prefeituras e as concessionárias locais.

O papel do Estado no desenvolvimento da indústria de energia elétrica entre 1889-1930 foi bastante limitado. O governo manteve uma postura pouco intervencionista no domínio da economia; neste período, preocupou-se basicamente com a estabilidade cambial, o equilíbrio das finanças públicas e a defesa das atividades produtivas ligadas ao setor externo. As raras atribuições da União na área econômica refletiam a descentralização que caracterizava a exploração dos recursos naturais, sobretudo para fins energéticos. Deste modo, a interferência no Estado na indústria de energia elétrica resumiu-se a medidas isoladas na regulamentação do setor. A utilização do potencial hidráulico só passou a preocupar o legislador no início do século, com a expansão das atividades do grupo Light no Brasil.

2.2 Fase 2: 1934-1963

2.2.1 Período de Regulamentação: 1934-1944



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 2: Cronologia do Período de Expansão (1934-1944)⁷

Na segunda fase, a configuração do modelo continua tendo o Estado como poder concedente e os concessionários eram os investidores privados estrangeiros. A Revolução de 1930 inaugurou uma nova etapa na história do Brasil, tornando-se um marco importante no processo de modernização da sociedade brasileira. A evolução da indústria de energia elétrica no período de 1930-1945 refletiu as mudanças ocorridas no país. O setor passou por profundas mudanças institucionais, dada a preocupação do poder público em regulamentar suas atividades.

Entre as medidas que antecederam a promulgação do Código de Águas, a mais importante sem dúvida foi a extinção da cláusula-ouro, em 1933, que aliada às restrições e dificuldades decorrentes da II Guerra Mundial causou um retraimento das concessionárias na aquisição de novos equipamentos. Por outro lado, a aceleração do crescimento industrial e a urbanização do país fizeram com que a demanda de energia elétrica aumentasse bem mais rapidamente que a capacidade de geração. No início dos anos 40, já se prenunciava no Brasil uma situação de escassez de energia o que levou o Estado a tomar iniciativas pioneiras em geração de eletricidade.

⁷ Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

O Código de Águas, regulamentado pelo Decreto 24.643 em 1934, é o primeiro e um dos principais marcos do SEB, assegurando ao poder público a possibilidade de controlar rigorosamente as concessionárias de energia elétrica. Permaneceu até hoje como instrumento legal básico da regulamentação do setor de águas e energia elétrica, estabelecendo como postulado básico e inovador, em nosso regime jurídico, a distinção entre propriedade do solo e propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica para efeito de exploração ou aproveitamento industrial. Ao caracterizar as quedas d'água como bens imóveis, distintos e não integrantes das terras em que se encontram, o Código consagrou o regime das autorizações e concessões para os aproveitamentos hidrelétricos.

O Código fixou em 30 anos o prazo para as concessões, podendo chegar no máximo a 50 anos, na hipótese de se realizar um investimento vultuoso em obras e instalações. Findo o prazo de concessões, os aproveitamentos hidráulicos seriam revertidos ao Estado, com ou sem indenização. As autorizações ou concessões seriam dadas exclusivamente a brasileiros (ou a empresas organizadas no Brasil), ressalvados os direitos adquiridos pelas empresas estrangeiras já em atividade no país. O Código postulou também a nacionalização progressiva das quedas d'água julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país.

Um dos objetivos do decreto em questão era refrear o intenso processo de concentração do setor elétrico verificado na segunda metade da década de 20, comandado pelos grupos Light e Amforp⁸, uma vez que proibia a aquisição de novas empresas de geração de eletricidade e respectivas concessões de aproveitamento de quedas d'água.

A principal crítica ao Código de Águas foi em relação à instituição do custo histórico⁹ na determinação da remuneração do investimento. Esta sistemática representaria prejuízo para as concessionárias brasileiras *vis a vis* o processo inflacionário vigente na época, diferentemente do que ocorria nos Estados Unidos e na Inglaterra, onde o custo histórico tinha sido plenamente aceito devido à estabilidade que vigorava nesses países.

8 American & Foreign Power Co - Amforp: empresa do grupo norte-americano Electric Bond and Share Corporation (Ebasco). Foi criada em 1923 com o objetivo de adquirir novos ativos no exterior.

9 A questão do custo histórico, tal como fora prevista no Código de Águas, foi regulamentada pelo Decreto-Lei nº 312, de 19 de março de 1941, que dispunha sobre o tombamento de bens de empresas de eletricidade. Esse decreto definiu que a base de remuneração seria uma conta do ativo da empresa e não do passivo, determinando que tal ativo seria avaliado em função do custo histórico e não de seu valor econômico (de venda), nem de seu valor de reposição (supondo que o bem tivesse que ser adquirido ou construído). A remuneração sobre o capital foi fixada em 10% sobre o montante do investimento menos a depreciação que, no entanto, não foi especificada. Além da taxa de depreciação, a padronização da contabilidade permaneceu como uma lacuna a ser preenchida na regulamentação tarifária do setor.

Rodrigues; Dias (1994) atribuem ao princípio do custo histórico não só a descapitalização das concessionárias, impedindo-lhes a expansão, como também um desestímulo a novos investimentos. Outra crítica ao Código foi ter abordado apenas a questão dos potenciais hidrelétricos, deixando à margem o segmento termelétrico.

Na esteira das mudanças em curso, a promulgação da Constituição de 1937 apresentou uma mudança significativa em relação à de 1934. Em consonância com o espírito nacionalista, proibindo explicitamente qualquer novo aproveitamento hidráulico por companhias estrangeiras, determinava que o aproveitamento das águas só seria concedido a brasileiros ou empresas constituídas por acionistas brasileiros, contrariando o que havia sido disposto na Constituição de 1934 que permitia a participação de empresas organizadas no Brasil.

O período de 1930-1945 foi especialmente significativo para a definição de um modelo de desenvolvimento econômico baseado na industrialização. A evolução da indústria de energia elétrica neste período refletiu as mudanças ocorridas no país. O setor passou por profundas transformações institucionais, dada a preocupação do poder público em regulamentar suas atividades. Por outro lado, a aceleração do crescimento industrial e a urbanização do país fizeram com que a demanda de energia elétrica aumentasse mais rapidamente que a capacidade de geração. No início dos anos 40, já se prenunciava uma situação de escassez de energia, levando o Estado a tomar iniciativas pioneiras no campo da geração de eletricidade.

Um novo curso foi traçado pelo Estado a partir da constituição de empresas estatais como novas supridoras de bens e serviços e que, atendendo à demanda reprimida a preços mais baixos, forçariam o capital privado a reduzir seus custos. Assim foram criadas empresas importantes em diversos setores: a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), em 1941 e destinada à produção de aço; a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), em 1942, voltada para a exploração dos recursos minerais, a Companhia Nacional de Álcalis (CNA), em 1943, e a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), para a energia elétrica, em 1945, no apagar das luzes da presidência de Vargas.

A capacidade instalada de geração de energia elétrica passou de 778.772 kW para 1.341.633 kW, ou seja, um crescimento médio anual da ordem de 3,7%, em contraste com os 17,4% verificados na República Velha. Após superar a marca de 150.000 kW em 1910, mediante a entrada em operação das usinas da Light, a média cumulativa anual de crescimento do setor caiu progressivamente até 1945.

Tabela 1: Crescimento cumulativo da capacidade instalada de energia elétrica: 1900-1910 – 1940-1945

Período	Variação
1900/1910	29,50%
1910/1920	8,40%
1920/1930	7,80%
1930/1940	4,90%
1940/1945	1,10%

Fonte: Instituto de Engenharia, apud Cabral, 1988

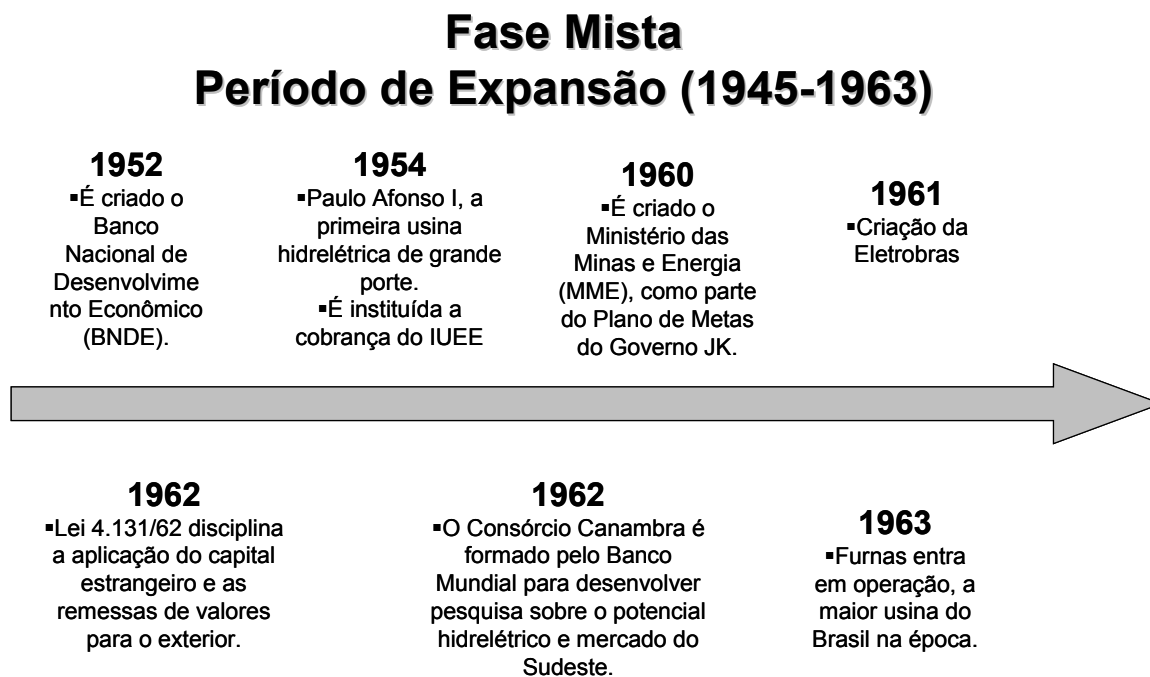
Tabela 2: Capacidade instalada e produção de energia elétrica *per capita* – 1935, 1940, 1945

Anos	Capacidade Instalada (MW)	Produção (MM kWh)	População (mil hab.)	Watts por hab.	Kwh/hab.
1935	850	2318	37113	22	62
1940	1244	3188	41236	27	77
1945	1341	4514	46143	29	106

Fontes: Villela, A; Suzigan, W., apud Cabral, 1988

A crise deste modelo ocorreu basicamente em função do enorme controle governamental sobre as tarifas públicas. Esse elevado grau de intervenção sobre o mercado não tardou a produzir efeitos perversos, inviabilizando novos investimentos e, conseqüentemente, a expansão do sistema no momento em que a demanda apresentava um crescimento significativamente superior ao da oferta no setor de infraestrutura.

2.2.2 Período de Expansão: 1945-1963



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 3: Cronologia do Período de Expansão (1945-1963)¹⁰

Esta fase é classificada como estatal devido à forte presença do Estado, pois à medida que o governo consolidava a sua presença na prestação dos serviços públicos, reduzia as possibilidades de atuação dos investidores privados. Este modelo foi concebido com a finalidade de retomar um nível ótimo de investimentos e, assim, transformar o setor de infra-estrutura num dos pilares para o crescimento da economia brasileira¹¹.

Com o poder de concessão em suas mãos, o Estado legislou e decidiu abertamente em proveito das concessionárias estatais em detrimento dos interesses da iniciativa privada. A ação direta do Estado na prestação dos serviços públicos tornou-se um paradigma para o desenvolvimento nacional, vigorando com exclusividade por praticamente quase cinco décadas. Enfrentou até mesmo a chamada década perdida, ou seja, o período de estagnação iniciado na década de 80. Tal política perdurou até meados dos anos 90, quando o SEB foi incorporado ao Programa Nacional de Desestatização (PND).

¹⁰ Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

¹¹ Outro marco dessa política econômica foi o importante papel conferido à empresa pública como ponto-chave dos investimentos industriais, de forma a estimular o capital privado nacional. A criação da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, em 1953, foi um dos mais importantes registros na consecução da política de desenvolvimento do governo Vargas.

A organização institucional e financeira do SEB originou-se de um processo relativamente longo que ocupou toda a década de 50 e a primeira metade da década seguinte. Cabe destacar três questões que sempre estiveram presentes nos avanços e retrocessos desse processo. A primeira delas referia-se à definição de papéis e funções dos principais atores envolvidos não só na produção e distribuição de energia elétrica como também nos vultuosos negócios induzidos pelo setor elétrico.

A segunda questão dizia respeito ao padrão de financiamento do SEB que proporcionava uma rentabilidade relativamente mais baixa. Diante deste contexto, a exclusão do setor privado da atividade de geração seria quase inevitável.

A terceira questão estava relacionada à criação de uma entidade federal que seria responsável pelo planejamento de longo prazo do SEB com o objetivo de garantir a sua expansão. As iniciativas regionais que já estavam em curso desde os anos 40, sob a liderança dos governos estaduais, teriam um papel importante no processo de estatização do setor (Memória da Eletricidade, 2001).

Cabe destacar no âmbito internacional a criação do Banco Mundial em 1944, mas somente a partir da segunda metade da década de 50 registra-se um aumento significativo da concessão de crédito para a América Latina, assumindo um papel de destaque no financiamento dos setores de infra-estrutura desses países. O Brasil tornou-se o maior tomador de recursos ao longo da década de 70.

A concepção de promoção do desenvolvimento econômico adotada pelo Banco Mundial, entre 1950 – 1970, atribuía destaque ao papel do Estado devido à presença de externalidades positivas nas atividades de infra-estrutura que só poderiam ser minimizadas através da sua presença. Esta visão foi influenciada pela corrente econômica intervencionista liderada por Keynes (Coelho, 1998).

De modo a garantir o êxito dessas propostas, o governo tomou importante medida no campo financeiro ao criar, em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE¹², que se encarregaria de tarefas de ordem técnica e financeira, passando a desempenhar as funções de agente do Tesouro Nacional, aprovando e movimentando recursos obtidos no exterior de modo a prover o reaparelhamento econômico do país, impulsionando a industrialização. Como instituição de fomento tinha, dentre tantas outras, a importante tarefa de financiar o setor de energia elétrica, crucial por suas características de capital intensivo, longa maturação e taxas de

¹² Atual BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

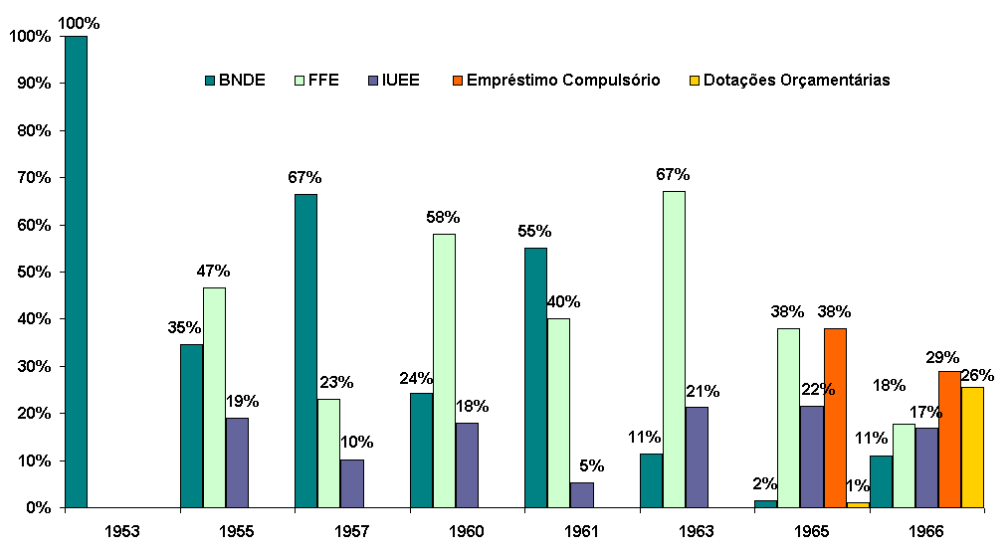
retorno limitadas. Até a década de 60, o SEB dispunha das seguintes fontes de financiamento:

- Arrecadação tarifária: as tarifas¹³ eram muito influenciadas por medidas intervencionistas governamentais como a sub-reavaliação monetária do ativo fixo das empresas (diretamente por leis ou por expurgos de inflação) e a adoção de políticas antiinflacionárias que depreciavam seu valor real.
- Aportes de capital: o mais importante instrumento de financiamento disponível no período. Sua origem remete às disponibilidades de capital privado e do orçamento público.
- Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE: foi instaurado em 1954 e incidia sobre as tarifas dos consumidores na razão de 30% sobre os seus valores básicos. O volume de recursos arrecadado com o IUEE teria a seguinte destinação: 60% para Estados e Municípios, cuja aplicação estaria vinculada à manutenção e ampliação do fornecimento de energia elétrica, e os 40% restantes seriam utilizados pelo governo federal na formação do FFE, que ficaria sob a administração da Eletrobrás.
- Linhas de crédito de instituições de fomento, nacionais (BNDE) e internacionais (BID e o BIRD).

Inicialmente, o BNDE foi o responsável pela gerência dos recursos oriundos do FFE. Tal arranjo possibilitou o surgimento de condições favoráveis à ampliação da capacidade instalada do setor de energia elétrica, não só devido à maior disponibilidade de linhas de recursos, mas também às garantias oferecidas pelo BNDE e pelo próprio Tesouro Nacional.

O financiamento de cunho eminentemente fiscal revelou-se com uma fonte dinâmica no momento em que a deterioração progressiva das tarifas contraía a capacidade de geração de recursos próprios por parte das empresas. A parcela de arrecadação da IUEE, transferida obrigatoriamente para os estados, e os recursos provenientes do FFE contribuíram, já em 1955, para o crescimento dos recursos destinados ao setor.

¹³ Tarifa é o preço a ser pago pelos consumidores de eletricidade.



Fonte: Reichstul, H.P., *apud* Memória da Eletricidade, 2001.

Gráfico 1: Fonte de financiamento do setor elétrico 1953-1966

O período de 1952-1964 foi o auge do padrão de financiamento fiscal, pois nem mesmo a relativa estagnação dos investimentos privados inviabilizou o crescimento da capacidade de geração do SEB a uma taxa média de 12% a.a. De acordo com a Tabela 3, as empresas públicas foram responsáveis por um incremento de 1.218% na capacidade geradora instalada *vis a vis* a participação de 93% das concessionárias privadas. Ou seja, em 1952, o setor público detinha somente 6,8% da capacidade instalada total do país, já a participação das concessionárias privadas correspondia a 82% e, após 10 anos, essas proporções aproximam-se apresentando, respectivamente, os seguintes percentuais 31% e 55%.

Tabela 3: Capacidade Instalada por Categoria (MW e %): 1952-1964

Brasil: Capacidade Instalada por Categoria de Concessionária (em MW e %)									
Anos	Público		Privado		Autoprodutores		Total		Variação
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	
1952	135	6,8	1636	82,4	214	10,8	1985	100	
1953	171	8,1	1631	77,5	303	14,4	2105	100	6%
1954	303	10,8	2161	77,0	342	12,2	2806	100	33%
1955	538	17,1	2248	71,4	362	11,5	3149	100	12%
1956	657	18,5	2552	71,9	341	9,6	3550	100	13%
1957	682	18,1	2697	71,6	392	10,4	3767	100	6%
1958	823	20,6	2743	68,7	427	10,7	3993	100	6%
1959	967	23,5	2724	66,2	424	10,3	4115	100	3%
1960	1099	22,9	3182	66,3	518	10,8	4800	100	17%
1961	1343	25,8	3243	62,3	619	11,9	5205	100	8%
1962	1793	31,3	3162	55,2	773	13,5	5729	100	10%
1964	2873	42,0	3085	45,1	882	12,9	6840	100	19%

Fonte: Fundap/lesp, *apud* Memória da Eletricidade, 2001.

As dificuldades enfrentadas pelo SEB na década de 50 eram particularmente graves. As empresas privadas, principalmente os dois grupos estrangeiros, queixavam-se da falta de recursos e da baixa rentabilidade devido à sistemática de cálculo do valor das tarifas de energia elétrica em função do valor histórico do capital imobilizado, tendendo a uma significativa desvalorização diante do processo inflacionário. Havia uma pressão por parte dessas empresas no sentido de alterar a sistemática vigente com o intuito de que os investimentos fossem retomados.

Em suma, neste período o SEB enfrentava dois impasses básicos. O primeiro envolvia a rentabilidade da atividade diante de um contexto econômico instável e a política tarifária vigente que não oferecia nenhum tipo proteção em relação à escalada inflacionária. O segundo estava relacionado à pretensão das empresas estatais estaduais em restringir um desenvolvimento razoavelmente equilibrado e sustentável.

O modelo de organização do SEB foi definido na segunda metade da década de 60, sendo possível identificar traços e tendências presentes na estruturação do setor elétrico de outros países. A forte participação estatal no setor elétrico neste período é observada em outros países europeus, sobretudo no período pós-guerra.

Após o período de indefinição que caracterizou a década de 50 e o início da de 60, a solução adotada no Brasil resultou em uma configuração muito própria, quando ocorreram algumas mudanças na estrutura de financiamento decorrente da criação do

MME¹⁴, com a função de planejar, coordenar e executar estudos hidrológicos em todo o país, como também supervisionar, gerir e fiscalizar as concessões e gerenciar o aproveitamento de águas e dos serviços de eletricidade em todo o território nacional.

O plano de ação adotado no SEB primou pelo pragmatismo ao atacar o cerne do problema: a questão do financiamento. O primeiro ponto foi priorizar a opção hidráulica em detrimento das termelétricas, optando pela construção de usinas geradoras de alcance regional. Objetivava-se obter simultaneamente ganhos de economia de escala e atender tanto à demanda reprimida quanto à derivada do rápido crescimento associado à recuperação da economia.

O segundo passo foi a criação da Eletrobrás¹⁵, com a função de coordenação técnica, financeira e administrativa o que transformou radicalmente a política financeira do SEB. No que diz respeito à definição de papéis e funções, foram estabelecidos dois grandes sistemas de empresas, ambos estatais. O sistema federal, controlado pela União por meio da Eletrobrás, com elevada concentração de capital nas áreas de geração e transmissão de energia elétrica; e o sistema estadual, formado por empresas de praticamente todos os estados brasileiros, com atuação principalmente na distribuição de energia elétrica, embora algumas das grandes empresas estaduais – como a Cesp e a Cemig – possuísem também grandes usinas geradoras. Ao setor privado, após a passagem das concessões do grupo Amforp para o Estado, em 1964, restou uma pequena inserção na geração e distribuição de energia elétrica de pouca relevância. A exceção foi a Light, única empresa privada de porte, estatizada somente em 1979¹⁶.

Posteriormente, a Eletrobrás passou a controlar quatro empresas federais de âmbito regional: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte).

O regime político instalado em 1964 adotou uma política econômica bastante centralizadora do ponto de vista decisório, financeiro e fiscal. No âmbito do setor de energia elétrica, a tendência à centralização se colocava a partir da sua própria dinâmica e forma de expansão. A viabilização da Eletrobrás no comando do

14 A Lei 3.782/1960 criou o Ministério das Minas e Energia – MME e organizou o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.

15 A Lei n.º 3.890-A, de 25 de abril de 1961, contempla a criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, mas sua constituição de fato deu-se em 11 de junho de 1962.

16 Depois de oitenta anos sob o controle da Brazilian Traction, Light and Power Company Ltd., a Companhia Carris, Luz e Força do Rio de Janeiro (Light Carris) foi nacionalizada pelo governo federal devido a motivos apresentados pelo MME, Ministério da Fazenda e do Planejamento. Denominada como Light Serviços de Eletricidade S.A., empresa foi subsidiária da Eletrobrás até 1996 e sua área de concessão a partir de meados da década de 80, limitou-se ao território fluminense, abrangendo 22 municípios do estado do Rio de Janeiro.

planejamento e na gestão dos recursos financeiros do setor seria favorecida nessa conjuntura. Nesse sentido, os recursos fiscais federais vinculados, até então administrados pelo BNDE, foram herdados pela Eletrobrás, que passou a contar também com os recursos oriundos do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído em 1962.

Em 1963, ocorre a transferência do FFE¹⁷ - Fundo Federal de Eletrificação - e de todas as participações acionárias da União nas empresas de energia elétrica para a Eletrobrás. Conclusão, a Eletrobrás e o MME centralizam a estrutura financeira do setor e, conseqüentemente, seriam os responsáveis pela política setorial (Rodrigues; Dias, 1994).

O terceiro passo foi constituir uma rede de financiamento, que se mostrou eficiente até o início da década de 80 ao conjugar recursos de diferentes fontes.

Empréstimo Compulsório:

Foi adotado a partir de 1964, reforçando o papel da Eletrobrás como *holding* financeira. Este instrumento de captação impactava diretamente todas as classes de consumidores de energia elétrica. O primeiro ano de sua efetivação trouxe a cobrança de uma alíquota de 15%, evoluindo para 20% posteriormente. Em contrapartida a essa poupança forçada, os consumidores recebiam obrigações da Eletrobrás, resgatáveis ao final de dez anos com juros de 12% a.a.

Em termos práticos, esse empréstimo assumia o caráter de imposto, pois a inflação erodia toda e qualquer possibilidade de preservação do valor real dos ativos representados pelas obrigações da Eletrobrás. Seu prazo de aplicação vigoraria, inicialmente, até 1968, mas foi sucessivamente estendido até 1983.

Arrecadação tarifária:

A tarifa deveria ser suficiente para viabilizar as operações de geração, transmissão e distribuição. Da ótica das concessionárias, este item tem importância capital enquanto fonte de recursos. As evidências empíricas apontam o fato de que nem sempre a sua determinação considerou a estrutura de custos das empresas. Tal conclusão deriva do fato de que, uma vez que a energia elétrica tem implicações significativas sobre o bem estar geral da sociedade em prol da administração de seus preços, pesam os objetivos político-sociais do governo.

17 O Fundo Federal de Eletrificação – FFE –, foi instituído pela Lei 2.308/54 com o objetivo de prover e financiar instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país, bem como, inicialmente, prover o desenvolvimento de parque industrial capaz de atender à demanda interna de equipamentos destinados ao setor. Contava com recursos advindos da parcela pertencente à União do IUEE. O FFE era gerido pelo BNDE e sua administração e fiscalização ficaram a cargo do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE).

O regime de exceção instaurado a partir de 1964 iniciou uma profunda alteração na política tarifária imposta pelo governo federal. Dentro da política de combate à escalada inflacionária, cerne da política econômica do novo governo, a fixação das tarifas sofreu a influência da "inflação corretiva". Esta prática permitiu a adoção da "realidade tarifária", pois acreditavam que a baixa remuneração do capital aplicado no setor obrigava o governo central e os estaduais a gastos públicos, que, em alguma instância, contribuíam para o agravamento do déficit público, o qual foi diagnosticado como uma das causas do processo inflacionário de então.

A adoção dessa nova política tarifária, ampliando os recursos próprios, constituiu uma peça importante para o autofinanciamento do setor. Com elas, os custos variáveis foram definidos como o valor de todos os gastos com manutenção e operação da planta instalada, incluindo-se os impostos e taxas.

Reserva Global de Reversão - RGR¹⁸

A Lei 5.655, de 10 de maio de 1971, definiu que a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica poderia oscilar no intervalo de 10% a 12%. A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder Concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício seria registrada na Conta de Resultados a Compensar - CRC, do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração.

Com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica, foi computada uma quota de reversão de 3% sobre o valor do investimento. Ou seja, institui-se a RGR como instrumento substitutivo da quota de amortização, formada por quotas anuais correspondentes a 3% do valor dos Bens e instalações em Serviço – BIS que, direta ou indiretamente, contribuíssem para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A diferença fundamental entre esse instrumento e a quota de amortização reside no fato de que essa última era utilizada diretamente pela própria empresa, enquanto a RGR passaria a ser gerenciada pela Eletrobrás. Concluindo, foi necessário criar uma fonte de receita (RGR) e um instrumento (CRC) que assegurasse as metas remuneração estipuladas.

¹⁸ A RGR formava-se com recursos oriundos da quota de reversão (calculada na proporção de 3% dos bens que, direta ou indiretamente, contribuem para a geração, transmissão e distribuição de energia em cada empresa). A magnitude dos recursos envolvidos na RGR chegou a representar quase 10% das fontes totais de recursos do setor, sendo um dos elementos constitutivos da tarifa de energia elétrica.

Empréstimos e financiamentos internos

Esta fonte de recurso basicamente refere-se às agências de fomento públicas: BNDE, FINAME, BNH e BNB, e os financiadores privados nacionais.

Entre as agências públicas destaca-se o BNDE, tradicional financiador do setor e cujo domínio estendeu-se até 1973. A partir de 1974, a FINAME torna-se o maior financiador público do setor devido às modificações na política de financiamento do próprio BNDE. Dessa forma, foi criada a possibilidade para o parque industrial nacional poder substituir boa parcela das importações de bens de capital, necessários à construção das usinas hidrelétricas.

A utilização dessa fonte de recursos para o setor elétrico foi mais efetiva entre 1973-1977, quando se verificou uma tendência ao crescimento desta linha de financiamento, devido à ruptura das linhas externas de financiamento e às maiores necessidades de investimento do setor (pós 74), por conta da política de contenção tarifária imposta às empresas de energia elétrica.

Empréstimos e financiamentos externos

Essa fonte de recursos ampara-se principalmente nas agências multilaterais e bilaterais de financiamento (AID, BID, BIRD etc)¹⁹; entidades privadas (bancos comerciais); empréstimos de fornecedores.

Entre os anos de 1967-1977 manifestou-se uma tendência ao aumento da participação dos recursos externos na estrutura de financiamento do SEB. As possíveis explicações para esse fato passam pelas seguintes hipóteses:

- Acelerada necessidade de expandir a capacidade geradora instalada de energia elétrica;
- A liquidez de recursos no mercado financeiro internacional, ampla e barata, estimulou o endividamento, principalmente, dos países em desenvolvimento. O corolário desta iniciativa foi a exigência cada vez maior de divisas para fazer frente à crescente dívida externa brasileira;
- A independência das concessionárias estatais para contratar empréstimos externos;
- O repasse automático da desvalorização cambial para as tarifas.

¹⁹ Para maiores detalhes, ver capítulo 3.

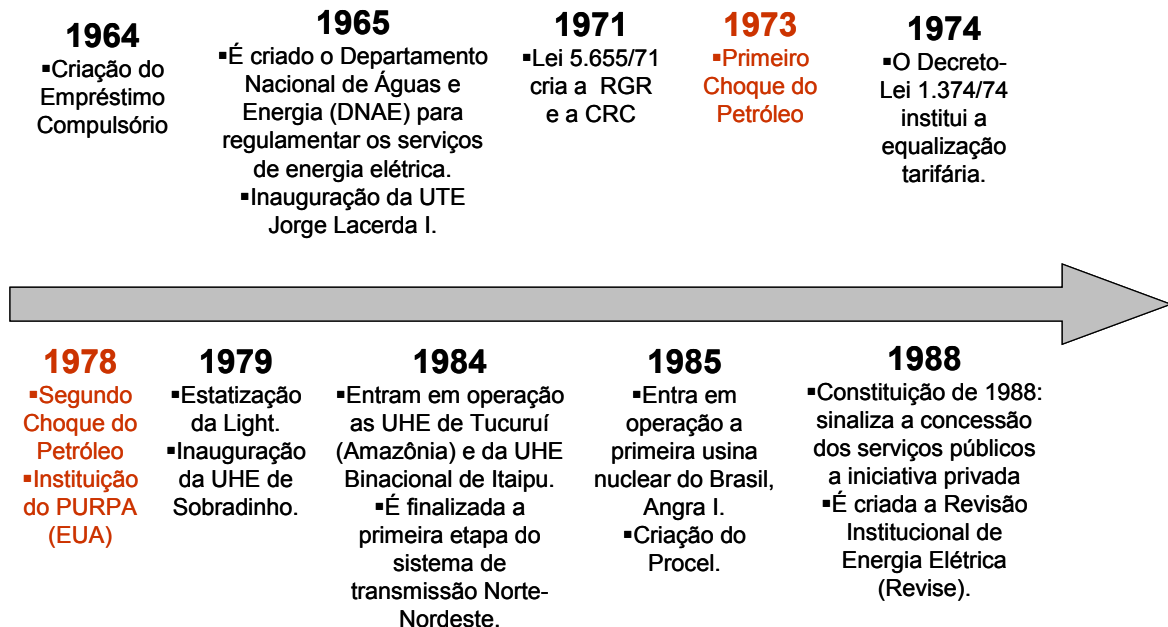
Outras fontes de financiamento:

A concessão de benefícios fiscais ao setor elétrico também pode ser considerada uma significativa forma de provimento de recursos. Em 1964, a alíquota do Imposto de Renda incidente sobre o lucro tributável das concessionárias de serviço público foi reduzida de 30% para 16%, caindo para 6% entre 1972.

Apesar de seu caráter predominantemente estatal, esta configuração do setor elétrico criou oportunidades para o setor privado devido à demanda por obras e serviços de engenharia, viabilizando a constituição de grandes empresas brasileiras de construção e engenharia pesada. Além de ter contribuído para a instalação de empresas multinacionais fabricantes de material elétrico.

2.3 Fase 3: 1964-1988

Fase Estatal Período Estatizante (1964-1988)



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4: Cronologia do Período Estatizante (1964-1988)²⁰

A terceira fase tem a seguinte configuração, o Estado como poder concendente e as concessionárias são as empresas estatais.

O fato marcante deste período foi a política de realidade tarifária realizada pela gestão Campos e Bulhões, a qual proporcionou a retomada dos investimentos em energia elétrica sob o controle da *holding* Eletrobrás e a conseqüente geração de receitas via autofinanciamento, empréstimo compulsório e o IUEE. A passagem da RGR (3% do BIS) para o controle da Eletrobrás, em 1972, e a criação da RGG – Reserva Global de Garantia (2% do BIS), em 1975, ambos os recursos provenientes das receitas tarifárias das empresas constituíram instrumentos importantes para consolidar o papel da Eletrobrás como *holding* financeira e centralizadora do setor.

A fonte fiscal e compulsória composta pelas dotações da União, dos estados e dos municípios, e ainda pelos tributos e empréstimos vinculados ao setor, como o IUEE, o Empréstimo Compulsório e a RGR, correspondia a quase metade do total dos recursos do setor. A geração própria de recursos por parte das empresas e os

²⁰ Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

empréstimos externos e internos constituíram as duas outras fontes relevantes de recursos no período.

O problema tarifário, que por anos polarizou o setor de energia elétrica no país, foi solucionado em função das orientações gerais da política econômica, principalmente por meio de dois elementos: a correção monetária e a chamada “realidade tarifária”.

O princípio da correção monetária, adotado para preservar os valores reais das dívidas e dos saldos financeiros, foi estendido à apuração do ativo imobilizado das empresas, inclusive as do setor de energia elétrica. A correção monetária do ativo significou na prática a eliminação do princípio do “custo histórico”. Este critério determinou, até aquele momento, a política de preços da energia elétrica, e que, em condições inflacionárias, concorria para desvalorizar a base sobre a qual a rentabilidade do setor era apurada.

Em segundo lugar, o SEB beneficiou-se de uma drástica reorientação governamental no que diz respeito ao estabelecimento de preços. Ao diagnosticar a defasagem dos preços e das tarifas públicas como uma das causas do déficit do setor público, e por ser considerada como a principal determinante da escalada inflacionária verificada na primeira metade dos anos 1960, o governo promoveu a chamada realidade tarifária.

A conjunção desses dois elementos concorreu para que, no período compreendido entre 1964-1967, as tarifas se elevassem em média 62,5% a.a., mesmo diante de uma taxa média de inflação da ordem de 40% a.a., representando um acréscimo real 17% a.a. (Almeida, *apud* Memória da Eletricidade, 2001). A recomposição tarifária contribuiu para o fortalecimento financeiro do SEB ao aumentar a base do IUEE e dos demais tributos formadores de FFE, elevando a capacidade de autofinanciamento das empresas.

Em resumo, a eliminação do princípio do “custo histórico” e o estabelecimento da “realidade tarifária” resultantes da política econômica implantada no país no após 1964, implicaram num reforço substancial do componente fiscal de financiamento do setor e possibilitaram também a agregação de um componente inexistente ao longo do ciclo anterior: o autofinanciamento das empresas, obtido por meio de acréscimos reais nas tarifas.

O terceiro elemento que colaborou para configurar a nova sistemática institucional de financiamento do SEB foi a tendência apontada pelo sistema financeiro

internacional, em meados da década de 60, de transnacionalização dos grandes bancos e a formação de mercados de crédito supranacionais.

O governo brasileiro implantou mecanismos no intuito de oferecer maior segurança aos investidores estrangeiros e permitir uma maior aproximação do país com os fluxos financeiros internacionais em expansão. O marco desta política foi a Lei nº 4.131/1962²¹ que incentivou a tomada de empréstimos no exterior diretamente pelas empresas, e a Resolução 63²² do Banco Central que facilitava a obtenção de empréstimos por intermédio do sistema bancário nacional. Além disso, foram introduzidas minidesvalorizações cambiais capazes de regularizar os contratos em moeda estrangeira.

Esta modalidade de relacionamento com o capital estrangeiro era efetivamente nova para a economia brasileira, como também para a maioria dos países em desenvolvimento. Até a década de 60, o acesso ao financiamento externo de longo prazo era obtido via investimentos diretos (“capital de risco”) ou via empréstimos restritos às agências bilaterais e multilaterais de financiamento²³.

Em resumo, a política econômica adotada pelo regime político instaurado em 1964, aliada às transformações que vinham se desenvolvendo na esfera econômico-financeira internacional, redinamizou a fonte fiscal de financiamento do SEB e criou condições para que duas outras importantes fontes fossem acrescentadas: a geração interna de recursos pelas empresas de energia elétrica a partir da política tarifária e o acesso ao financiamento bancário internacional.

A partir daí verifica-se um fortalecimento financeiro e uma maior autonomia para a realização de investimentos na figura da *holding* Eletrobrás, seja na gerência dos recursos fiscais ou na intermediação de empréstimos externos que passaram para a sua órbita de responsabilidade. Esta centralização financeira possibilitou a Eletrobrás assumir igualmente o comando institucional e financeiro do setor de energia elétrica. Esta nova configuração resultou num maior endividamento global do sistema, pois os ativos totais do sistema foram ampliados em termos contábeis, proporcionando

21 Lei nº 4.131, de 03/09/1962, disciplina a aplicação do capital estrangeiro e as remessas de valores para o exterior.

22 A Resolução 63 foi publicada no DOU de 23.8.67 página 1971 e revogada pela Resolução 2770 publicada no DOU de 31.8.2000 página 13.

23 O US Exim, BIRD e o BID foram as principais credores externos do Brasil durante este período. Ver descrição detalhada sobre estas agências no capítulo 3.

uma expansão dos investimentos com a construção da usina hidrelétrica de Itaipu²⁴ e das usinas nucleares.

A abundância e o baixo custo do capital estimularam o endividamento, principalmente dos países em desenvolvimento, propiciando o *boom* do crescimento da economia mundial. Esta tendência foi revertida após os dois choques do petróleo (1973 e 1979), promovidos pelo cartel da OPEP²⁵ quando foi tomada uma série de medidas a fim de conter os efeitos perversos resultantes deste cenário, com destaque para o choque dos juros empreendido por Paul Volker, presidente do FED²⁶, que contribui para elevação da dívida e o conseqüente desequilíbrio nas contas públicas.

Os dois movimentos antagônicos (crescimento e desaquecimento) verificados na década de 1970 alteraram profundamente o *modus operandi* da economia mundial, principalmente no que diz respeito à concessão de crédito pelas agências bilaterais e multilaterais de financiamento, as principais fontes de financiamento.

A partir de 1977, verifica-se uma maior participação dos bancos internacionais privados, proporcionando uma reciclagem da dívida externa a custo comparativamente mais alto devido, principalmente, à escassez de recursos disponíveis no mercado internacional e ao conseqüente desaquecimento da economia mundial. As condições de financiamento e de rolagem da dívida dos países em desenvolvimento deterioraram-se após a moratória mexicana em 1982.

A equação externa por si só já era suficiente para justificar a inversão da tendência vivida pela economia brasileira no período anterior. Acentuou-se ainda mais devido à deterioração da balança de pagamentos e ao aumento significativo da dívida externa decorrente da manutenção da política de captação de recursos no mercado externo enquanto as taxas de juros no mercado internacional apresentavam uma escalada ascendente. Além disso, a política de manter as tarifas congeladas, aliada à substituição dos derivados de petróleo por energia elétrica, contribuiu significativamente para este quadro.

Esses eventos induziram a uma nova alteração na configuração da estrutura de financiamento do SEB, tendo em vista um crescimento expressivo da dívida do setor em função da significativa participação do capital externo na sua composição. Os

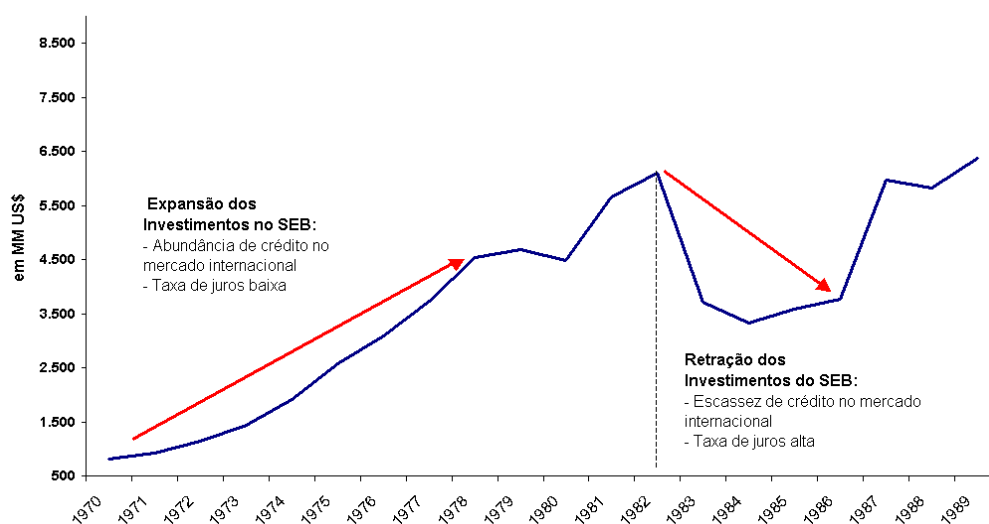
24 Em 1984, entrou em operação a usina hidrelétrica de Itaipu, pertencente à Itaipu Binacional, maior hidrelétrica do mundo, localizada no rio Paraná, próxima à Foz do Iguaçu (PR) e Paraguai com 12.600.000 MW de capacidade instalada. O projeto e construção da usina, com grande parte de seus equipamentos foram fabricados no Brasil sendo conduzidos por empreiteiros brasileiros e paraguaios.

25 OPEP – Organização dos Países Produtores de Petróleo (Argélia, Arábia Saudita, Emirados Árabes, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar e Venezuela).

26 FED (*The Federal Reserve Board*) é o Banco Central dos EUA.

recursos fiscais e de origem tarifária foram sendo substituídos pelos empréstimos externos. Inicialmente, as condições eram compatíveis com o investimento de longo prazo e compensavam satisfatoriamente a retração das outras fontes de recursos.

Dessa forma, os investimentos do setor puderam ainda crescer intensamente por algum tempo. A utilização por parte do governo de atrasos nos reajustes de tarifas como instrumento de política antiinflacionária passou a ser praticamente uma norma a partir de 1970²⁷. Assim, os ganhos potenciais com acumulação interna nas empresas, propiciados pelo crescimento acentuado do consumo, foram sendo progressivamente limitados conforme ilustrado pelo gráfico.



Fonte: ELETROBRÁS, 2000.

Gráfico 2: Investimentos Totais do SEB entre 1970-1989 (milhões/US\$)

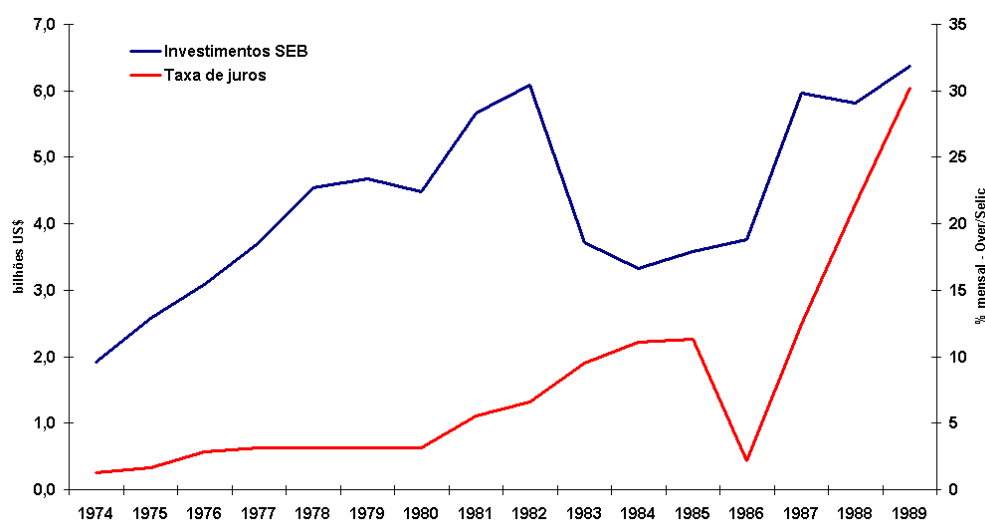
Como o cenário interno também não era favorável, os recursos orçamentários da União e dos Estados destinados ao SEB foram sendo comprimidos à medida que, no fim de 1970 e, principalmente no decênio seguinte, os desequilíbrios financeiros e fiscais nas esferas federal e estadual se agravaram. Em 1982, o setor sofreria ainda outra perda de recursos de origem fiscal, com a retirada da Eletrobrás da parcela federal da IUEE. Portanto, a crise de financiamento que o SEB passou a enfrentar a partir da década de 1980 foi decorrente da conjugação de fatores internos e externos ao setor.

Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo centralizado do financiamento calcado na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Como resultado, os custos de financiamento

27 Pelo Decreto-Lei 1.373/74, de 10 de dezembro, foi instituída a equalização tarifária em todo o território nacional, visando à redução das desigualdades regionais. Pelo mesmo decreto, foram criados mecanismos para as transferências intra-setoriais das empresas superavitárias e deficitárias. Esta medida produziu efeitos negativos no setor de energia elétrica, como a redução da eficiência operativa das empresas.

dispararam ao mesmo tempo em que os empréstimos tornaram-se uma fonte de capital mais importante. O setor elétrico apresentou capital de giro líquido negativo a partir da segunda metade da década de 1980 em diante.

Desta forma, a única solução possível foi postergar a liquidação de compromissos financeiros e, mesmo sem expansão dos serviços, aumentar a alavancagem dessas empresas, com endividamento crescente. Esses eventos podem ser caracterizados como pontos de inflexão, pois a partir desses marcos o modelo estatal apresentou sinais de exaustão.



Fonte: Banco Central (2002), Eletrobras2000.

Gráfico 3: Brasil – Taxa de Juros Nominal vs. Investimentos SEB entre 1974-1989

Conforme os dados apresentados na Tabela 4, a rubrica de investimento apresenta uma redução substancial a partir de 1980, quando comparado com os números de 1970. Por outro lado, o percentual relativo ao serviço da dívida aumenta significativamente a sua participação no mesmo período. Desta forma, a década de 80 termina com vários questionamentos e com uma iminente necessidade de soluções alternativas para o recorrente problema do SEB: o financiamento de seus projetos.

Tabela 4: Fontes e Usos do SEB (R\$ e %): 1970-1994

FONTES	Valores (Em Reais constantes de 1995)				Composição (%)			
	1970	1980	1989	1994	1970	1980	1989	1994
Geração Interna de Recursos	1,5	6,8	3,3	2,4	25%	29%	8%	55%
IUEE	0,4	0,9	0	0	7%	4%	0%	0%
RGR	0	1,4	0,4	0,6	0%	6%	1%	14%
Empréstimo compulsório	0,6	1,2	0,8	0	10%	5%	2%	0%
Transf. de Governos (União e Estados)	1,3	1,2	17,9	0,9	21%	5%	44%	20%
Empréstimos e Financiamentos	2,3	12	18,4	0,5	38%	51%	45%	11%
Total	6,1	23,5	40,8	4,4	100%	100%	100%	100%
USOS	Valores (Em Reais constantes de 1995)				Composição (%)			
	1970	1980	1989	1994	1970	1980	1989	1994
Investimentos	4,6	12,7	10,2	3,1	75%	54%	25%	70%
Serviço da dívida	0,9	7,3	40	2,9	15%	31%	98%	66%
Dividendos e outros	0	1,6	7,7	0,3	0%	7%	19%	7%
Capital circulante líquido	0,6	1,9	-17,1	-1,9	10%	8%	-42%	-43%
Total	6,1	23,5	40,8	4,4	100%	100%	100%	100%

Fonte: Memória da Eletricidade.

As empresas do SEB começaram a não atingir o retorno mínimo, conforme definido pela Lei 5.655/71 e a CRC perdeu sua função, no momento em que as tarifas foram utilizadas como política antiinflacionária, ao reajustá-las abaixo do seu custo real. Esta política sinalizava que o Estado passara a adotar a premissa do serviço a qualquer custo, tendo a CRC como elemento compensatório no futuro. O resultado foi o acúmulo de um elevado déficit, tendo as empresas do setor como credoras. Este déficit acumulado só foi sanado em 1993, com a Lei 8.631²⁸ (Lei Elizeu Resende), sendo o primeiro passo para que as empresas do SEB pudessem ser incluídas no PND visando a privatização do setor.

Segundo Rodrigues; Dias (1994), no final da década de 80 o SEB encontrava-se enredado em uma crise financeira, institucional e de suprimento, que vinha sendo gerada desde o final da década de 70. Essa crise estava estreitamente correlacionada,

28 A Lei 8.631/93, conhecida como Lei Elizeu Resende, contempla um conjunto de importantes modificações institucionais do SEB com destaque para a eliminação da equalização tarifária. A fixação das tarifas de geração e de distribuição era em função do custo dos serviços, com a finalidade de acabar com a inadimplência entre as empresas do setor e prepará-las para ingressar no PND.

sendo a escassez de recursos o fator determinante para o agravamento da situação nos outros dois planos.

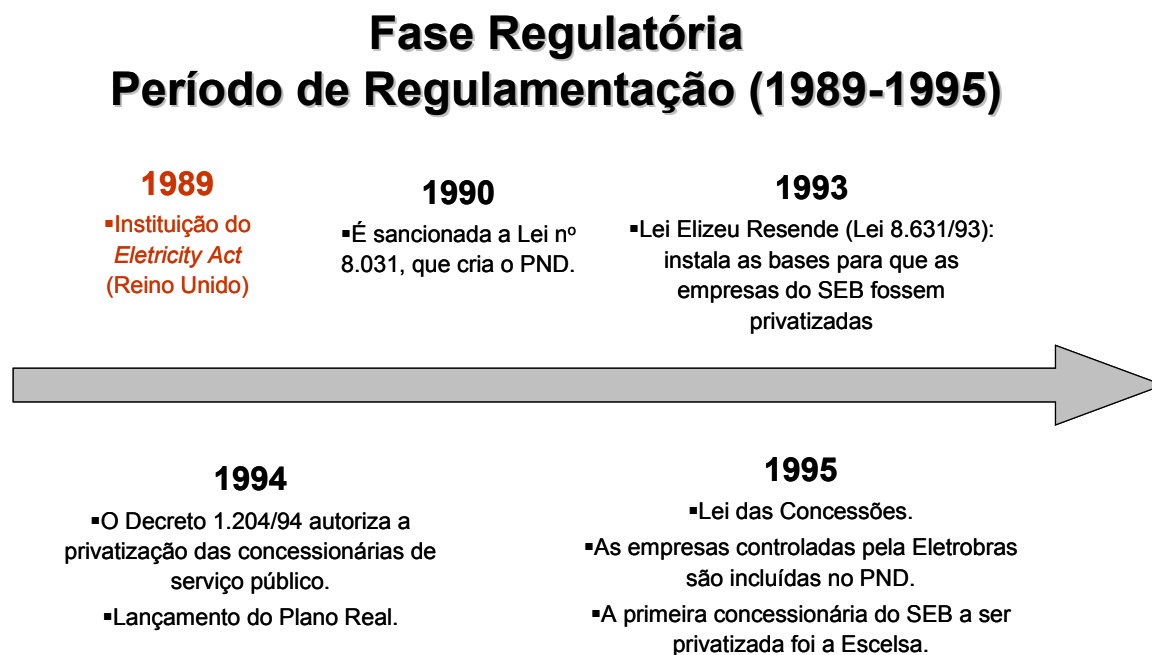
Simultaneamente ao processo de deterioração da capacidade de financiamento do SEB, teve início um processo de questionamento do modelo institucional clássico aplicado aos setores de serviços públicos. Do ponto de vista teórico, foi pensada uma alternativa baseada na contestação dos chamados monopólios naturais, para os setores até então regidos por forte intervenção do Estado. A proposta consistia na progressiva desregulamentação do mercado a partir de uma contínua e sustentada liberdade de entrada e saída dos agentes e pelo incentivo à competição.

Aliado aos questionamentos teóricos, havia também uma tendência internacional de crítica à atuação empresarial do Estado em função da crise do regime socialista soviético. Com isso, houve um fortalecimento das políticas neoliberais lideradas pela primeira-ministra da Inglaterra, Margareth Thatcher, e pelo presidente dos EUA, Ronald Reagan, os quais privatizaram e desregulamentaram exatamente os setores chave de infra-estrutura - carvão, gás natural, energia elétrica e telecomunicações - de seus países. Foram adotadas inovadoras políticas de concessão de serviços públicos baseados na desregulamentação, no incentivo à livre iniciativa e na eliminação de monopólios indesejáveis.

Concernente ao setor elétrico, o marco inicial desta política, nos EUA, foi a instituição do *Public Utility Regulatory Policies Act* – PURPA em 1978, enquanto no Reino Unido, deu-se através do *Electricity Act*, de 1989. Essas medidas promoveram uma ampla reforma regulatória do setor elétrico fundamentada na adoção de instrumentos de mercado que fossem capazes de incentivar uma ativa participação de novos agentes - produtores independentes de energia (PIE's), autoprodutores e cogeneradores, e de fontes energéticas antes desprezadas. A liberdade de escolha dos consumidores do agente supridor mais conveniente, como o cerne das mudanças, abriu espaço para a contestabilidade dos mercados operados sob regime de monopólio.

2.4 Fase 4: a partir de 1989²⁹

2.4.1 Período de Regulamentação: 1989-1995



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 5: Cronologia do Período de Regulamentação(1989-1995)³⁰

No final da década de 80, o governo brasileiro começou a discutir de que maneira os investimentos no setor de infra-estrutura poderiam ser retomados e qual deveria ser o papel do Estado diante dessa nova configuração internacional. Essa mudança de tendência foi influenciada pelo fortalecimento do pensamento liberal e pela pauta de ajustes macroeconômicos sugeridos pelo Fundo Monetário Internacional – FMI.

Pires; Giambiagi; Sales (2002) complementa esta análise ao justificar que o esgotamento do modelo estatal deu-se principalmente por duas razões. Em primeiro lugar, a crise fiscal do Estado reduziu a capacidade de investimento nos níveis necessários para a expansão do sistema. Em segundo lugar, um regime regulatório inadequado, que não estimulava a busca de eficiência e do baixo custo na geração.

Paralelamente a este processo, os organismos bilaterais e multilaterais de financiamento passaram a privilegiar a concessão de crédito diretamente aos projetos e não mais através dos governos. Nesta modalidade de financiamento, o fluxo de

²⁹ A implementação do PND teve início em 1990, mas o marco inicial das mudanças institucionais do SEB foi o ano de 1995.

³⁰ Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

caixa do projeto assume o papel de avalista primário, surgindo diferentes instrumentos financeiros, como: *project finance*, *private equity*, *leasing*, *joint venture*, *venture capital* e securitização de recebíveis que fossem capazes de atender esta eminente demanda por compartilhamento de risco e que, simultaneamente, estimulasse uma maior participação de investidores privados.

Sem dúvida, esta nova configuração na estrutura de financiamento também influenciou a tomada de decisão do governo brasileiro. A utilização desses novos instrumentos financeiros no setor de infra-estrutura brasileiro dependia da privatização das concessionárias de serviço público.

Desta forma, a década de 90 se inicia sob a égide de um modelo que tinha como principal orientação, segundo seus formuladores, garantir o equilíbrio entre a eficiência econômica – a cargo da iniciativa privada – e a equidade social sob a responsabilidade do Estado. A este último coube planejar os meios para assegurar o desenvolvimento de um programa de privatizações e de abertura da economia para o capital estrangeiro.

As Resoluções do Banco Central³¹ representaram um marco inicial na introdução de uma gestão mais responsável ao limitar a capacidade de alavancagem financeira das empresas estatais. Mais ainda, em 2000, a Lei Complementar 104, conhecida como Lei de Responsabilidade Fiscal, complementa esses esforços com o objetivo de que receita e despesa fossem adequadamente dimensionadas. Essas iniciativas tinham como objetivo o saneamento das finanças públicas e, simultaneamente, deram sustentabilidade ao processo de privatização das empresas estatais.

A privatização solucionaria os dois pontos cruciais da economia brasileira: endividamento do governo e das estatais, pois os recursos obtidos nos leilões seriam utilizados para abater a dívida e na melhoria dos serviços públicos, como: saúde, educação, segurança etc.

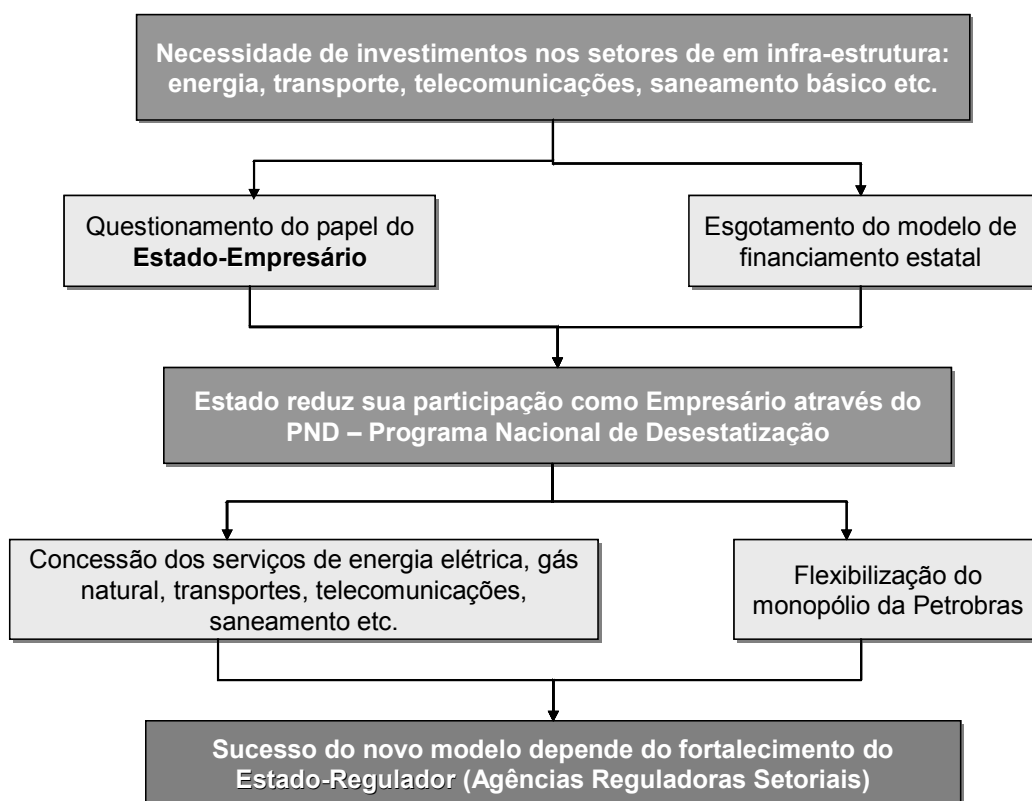
De acordo com as premissas deste novo modelo, o Estado repassaria à iniciativa privada a gerência das concessionárias de serviço público, através do programa de privatização, por um prazo determinado no contrato de concessão. Ou seja, o poder concedente continuaria sendo exercido pelo Estado enquanto os

31 A Resolução do Banco Central (1.718/1989) foi a primeira de uma série de resoluções que restringiam as linhas de crédito direcionadas a empresas estatais intermediadas por instituições financeiras com base de atuação no mercado nacional. A Resolução do Banco Central nº 2.668/1999 foi a última editada dentro dessa concepção. O objetivo desta Resolução era limitar as operações de crédito de cada instituição do Sistema Financeiro Nacional com órgãos e entidades do setor público a 45% do patrimônio líquido ajustado nos termos da regulamentação em vigor (PLA). Nesse sentido, o papel do Estado como avalista é preterido em favor dos projetos geridos pela iniciativa privada.

investidores privados assumiriam a administração das concessionárias de serviço público.

A principal mudança promovida por este novo modelo é em relação à substituição da dupla função de Estado-Empresário e Estado-Regulador, exercida pelo Estado para concentrar-se somente na segunda. A justificativa é que a iniciativa privada, teoricamente, dispõe de mais competência para exercer as funções empresariais do que o Estado³².

Em contrapartida, pressupõe o fortalecimento regulatório do Estado, através da criação e aparelhamento adequado de agências reguladoras federais e estaduais, de forma a garantir a concorrência entre os agentes e um serviço de qualidade a preços competitivos ao consumidor. Esta atribuição teoricamente não é nova, mas na prática ela não existia porque a figura do Estado-Empresário se confundia com a do Estado-Regulador e a privatização promoveria esta separação.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 6: Motivadores para a transição do Modelo Estatal para o Modelo Regulatório

A criação do Programa Nacional de Desestatização (PND), através da Lei 8.031/90, foi um marco importante porque tornou a privatização parte integrante das

³² Para maiores detalhes, ver Silva Jr, R. G. (1998).

reformas econômicas iniciadas na década de 90, pelo governo Collor, assumindo nelas um papel essencial.

Inicialmente, o PND concentrou esforços na venda de estatais produtivas, pertencentes a setores anteriormente estratégicos para o desenvolvimento do país, o que explica a inclusão das empresas siderúrgicas, petroquímicas e de fertilizantes. Essa fase de privatizações pode ser realizada sem a necessidade da criação de um ambiente regulatório por parte do Governo, o que permitiu a privatização relativamente rápida das empresas desses setores por não possuírem características de monopólio natural.

O PND era peça fundamental na estratégia de estabilização e retomada do crescimento econômico, contribuindo com a melhoria do nível de bem-estar da sociedade brasileira. O PND atuaria, também, no sentido de melhorar a eficiência sistêmica da economia brasileira, ou seja, reduzir o "Custo Brasil", elemento fundamental no contexto da abertura e globalização da economia. (Silva Jr., 1998).

Não se restringindo apenas aos aspectos técnicos, o PND começou a contribuir para a ampliação do consenso em favor da privatização. A legislação federal passou a refletir esta nova tendência ao conferir ao Congresso Nacional poder para autorizar as privatizações através do Decreto 1.204, de 29 de julho de 1994. Em pouco tempo, o êxito das medidas de estabilização condensadas no Plano Real e, sobretudo, os efeitos decorrentes do impacto político-social do controle da inflação, resultaram numa visão favorável à desestatização. O PND é apontado como um dos principais instrumentos de reforma do Estado, sendo parte integrante do primeiro Programa Plurianual (PPA) de 1996-1999 e, a partir de 1995, a prioridade seria a privatização das concessionárias de serviço público.

De acordo com Pires (2000), a reforma setorial do SEB parte do seguinte diagnóstico para a crise do modelo estatal:

- crise financeira da União e dos Estados inviabilizou a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão. O consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
- má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;

- inadequação do regime regulatório – inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Este aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ter sido validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

As mudanças introduzidas no SEB foram inspiradas na experiência internacional, marcada por políticas regulatórias que visavam introduzir um ambiente competitivo na geração e comercialização de energia elétrica e aplicar novas formas de regulação nos segmentos que permanecem como monopólio natural (transmissão e distribuição). A especificidade do caso brasileiro e dos países em desenvolvimento é que, além de reduzir os custos de produção, aumentar a eficiência energética e encontrar alternativas para a mitigação dos riscos ambientais, era preciso implementar soluções para a necessidade de expansão do sistema elétrico.

A reestruturação do SEB teve início, de fato, em 1993 após a Lei Elizeu Resende (Lei 8.631/93), ao eliminar o regime de equalização tarifária e a remuneração garantida, criando a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica, promovendo um grande acerto de contas entre os devedores e credores do setor³³. Foi eliminado o risco de inadimplência, restabelecendo a credibilidade necessária para que fosse criado um ambiente favorável a novos investimentos. A escolha das distribuidoras de energia elétrica como precursoras do programa de privatização atendia a esses objetivos (Pires, 2000).

O Decreto 915/93, a Lei 8.987/95 (Lei das Concessões de Serviços Públicos)³⁴ e a Lei 9.074/95 constituem o marco legal deste modelo. O Decreto 915/93 permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre as concessionárias e os autoprodutores.

No caso do setor elétrico, a Lei das Concessões foi regulamentada pela Lei 9.074/95 que dispõe as regras gerais na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, estabelecendo os direitos e as obrigações

33 O acerto de contas envolveu cerca de US\$ 20 bilhões, assumidos pelo Tesouro Nacional. O objetivo da Lei 8.631/93 era introduzir uma política tarifária eficiente e que estimulasse a eficiência econômica das concessionárias, mas foi prejudicado pela ausência de autonomia empresarial e da presença de uma agência reguladora independente para fiscalização das empresas. Ver Pires; Puccinini (1998).

34 De acordo com Pires, o grande efeito prático de curto prazo da lei de Concessões foi viabilizar o início da privatização do setor (A Escelsa, em 1995, e a Light, em 1996), visto que, em relação aos objetivos de estímulo à entrada de novos agentes na geração, a indefinição tarifária, mais uma vez, fez com que isso não ocorresse. O caráter pioneiro do processo de venda da Escelsa e da Light, antecedendo a legislação que deu origem ao novo modelo, contribuiu para gerar algumas imprecisões em seus contratos de concessão.

das concessionárias, bem como a necessidade da criação de agências que regulamentassem os setores de infra-estrutura que fossem incluídos no processo de privatização³⁵.

O novo modelo institucional foi inaugurado pela Lei 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)³⁶ com o objetivo de preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a execução do processo regulatório e a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre Poder Concedente (governo), as empresas (prestadores de serviços) e os consumidores. Já a Lei 9.648/98 definia, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado.

As reformas setoriais vinham ocorrendo de forma paralela à privatização dos ativos federais e estaduais³⁷ e, além da criação da agência independente, baseavam-se em três pilares, todos eles consoantes com a experiência internacional. São eles: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; a criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos (desintegração vertical, tarifas de uso de rede não discriminatórias etc.), com destaque para o acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição), e, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de regulação incentivada nos segmentos que permanecem como monopólio natural (fornecimento de energia elétrica no mercado cativo e transmissão de eletricidade), incluindo, ainda, mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão (Pires, 2000).

O lançamento do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB em novembro de 1996 representou um marco regulatório do SEB ao propor um modelo que incorporasse os três pilares definidos na reforma setorial. Além disso, o RE-SEB objetivava:

- aumentar a eficiência do setor energético;

35 As concessões no setor elétrico têm prazo de 30 anos para os segmentos de distribuição e transmissão, e 35 anos para o segmento de geração. Estes prazos podem ser prorrogados por igual período.

36 A criação da ANEEL pela Lei 9.427/96 foi um marco na reforma regulatória do SEB, tendo em vista a tradição de regulação implícita das empresas de energia elétrica exercida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao MME. Nessa configuração, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que implicava na perseguição de objetivos muitas vezes contraditórios, tais como microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços). Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

37 Com a criação do Programa de Estimulo às Privatizações Estaduais (Pepe), o PND deixou de restringir-se somente às estatais federais. Desta forma, a privatização no Brasil ganha nova dimensão a partir de 1997 quando se intensificam as privatizações de âmbito estadual, em sua maioria com o apoio do BNDES ao antecipar recursos financeiros aos Estados. Como resultado dessa iniciativa, cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já havia sido privatizado até 2000.

- utilizar instrumentos de mercado e de sinais econômicos na promoção de uma melhor alocação de recursos na economia;
- estimular a expansão do sistema através de uma maior participação da iniciativa privada; e
- reduzir o endividamento público.

A proposta de modelagem de privatização do SEB seguiu uma estratégia gradualista, priorizando a venda das empresas do segmento de distribuição, por entender que dificilmente conseguiria atrair interessados para os ativos de geração caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia, no qual estariam eliminados os riscos de inadimplência nas transações de venda de eletricidade³⁸.

Em linhas gerais, esta nova configuração previa a criação de uma série de órgãos e instrumentos que dessem sustentação a sua implementação. Destacam-se o Mercado Atacadista de Energia (MAE); o Operador Nacional do Sistema (ONS); Mecanismo de Re-alocação de Energia (MRE); a desverticalização das empresas integradas (G/T/D); o livre acesso às instalações de transmissão e distribuição; a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor; a negociação de grande parte da energia através de contratos bilaterais dentre outros³⁹.

³⁸ Após o início do funcionamento do MAE, verificou-se que esta incerteza era, e ainda é, pertinente. A paralisação das operações do MAE é, em grande parte, decorrente do não pagamento de Furnas pelas operações contabilizadas, sem contar com os dois calotes seguidos na renegociação entre distribuidoras e geradoras de energia verificados nos anos 1990.

³⁹ Para maiores detalhes sobre esses órgãos e instrumentos, ver Glossário (ANEXO II).

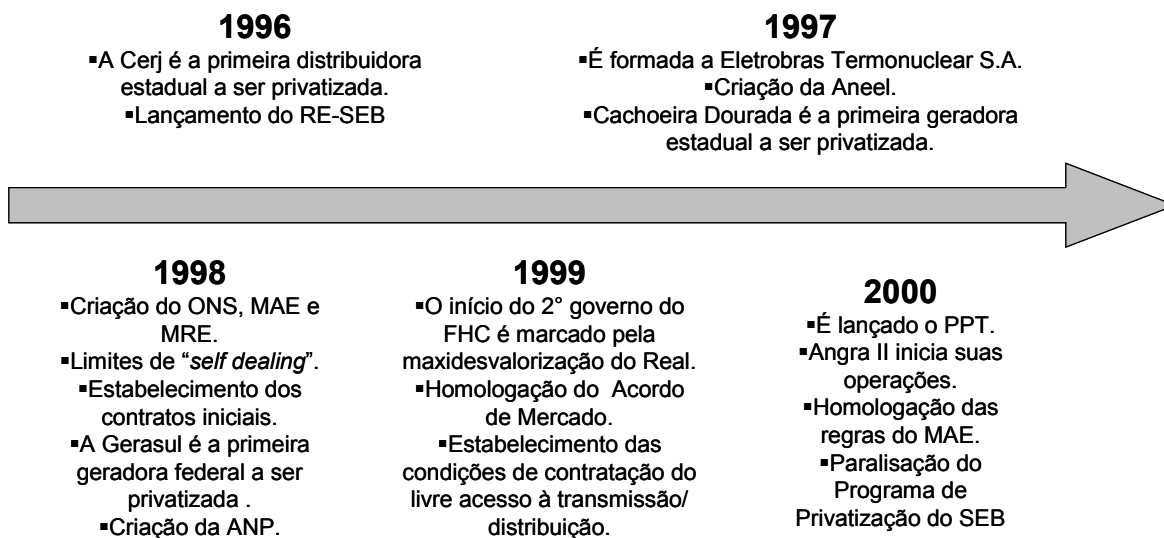
Tabela 5: Comparação entre o Modelo Estatal e Regulatório do SEB

Modelo Estatal	Modelo Regulatório
Financiamento interno através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados.
Financiamento externo através das agências multilaterais e bilaterais.	Financiamento externo através das agências multilaterais e bilaterais e privados.
Empresas estatais verticalizadas.	Concessionárias desverticalizadas: geração, transmissão, distribuição e comercialização.
Monopólios integrados: competição inexistente	Modelo desverticalizado: competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores Livres

Fonte: Elaboração Própria.

2.4.2 PND do SEB: 1996-2000

Fase Regulatória Período de Privatização (1996-2000)



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 7: Período de Privatização (1996-2000)⁴⁰

Apesar das privatizações do SEB terem iniciado em 1995, o encadeamento do processo ocorreu a partir de 1997, após a criação da ANEEL e a publicação do RE-SEB em 1996. Ou seja, algumas empresas foram privatizadas antes mesmo que fossem estabelecidos o marco legal e regulatório do novo modelo. Fato que suscita críticas devido à dificuldade de afirmação do órgão no novo ambiente institucional, iniciando o processo diante de incertezas regulatórias.

O balanço da primeira fase do SEB (1995-2000) é positivo, pois todas as empresas leiloadas foram vendidas para experientes investidores com comprovada competência para retomar os investimentos necessários e inseri-lo na nova dinâmica.

No Gráfico 4 verifica-se que a participação dos investidores privados nacionais no PND do SEB foi maior que a estrangeira, exceto no caso do PND Federal. Cabe ressaltar que o poder concedente continua sendo exercido pelo Estado, transferindo apenas a operação para a iniciativa privada por um período determinado⁴¹.

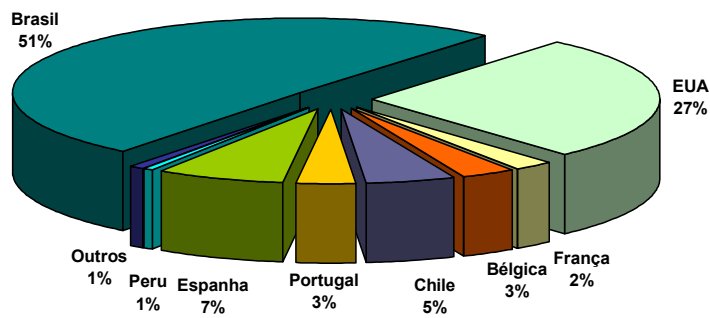
⁴⁰ Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

⁴¹ Para maiores detalhes, ver ANEXO III.

Tabela 6: PND - Resultado por setor de atividade entre 1995-2000

PND: 1995 - 2000			
Sector	R\$ MM	US\$ MM	Participação (%)
Energia Elétrica	25319	20574	76,6
Gás/Saneamento	3400	2704	10,1
Telecomunicações	1880	1697	6,3
Financeiro	1539	1268	4,7
Transporte	711	623	2,3
Total	32849	26866	

Fonte: BNDES, 2002.



Fonte: BNDES, 2002

Gráfico 4: PND SEB - Participação (%) dos Investidores por País entre 1995-2000

Conforme os dados apresentados no Tabela 7, a primeira etapa terminava com mais de 60% do mercado de distribuição sob a responsabilidade do setor privado, enquanto a geração permanecia praticamente estatal.

Tabela 7: Participação Privada na Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

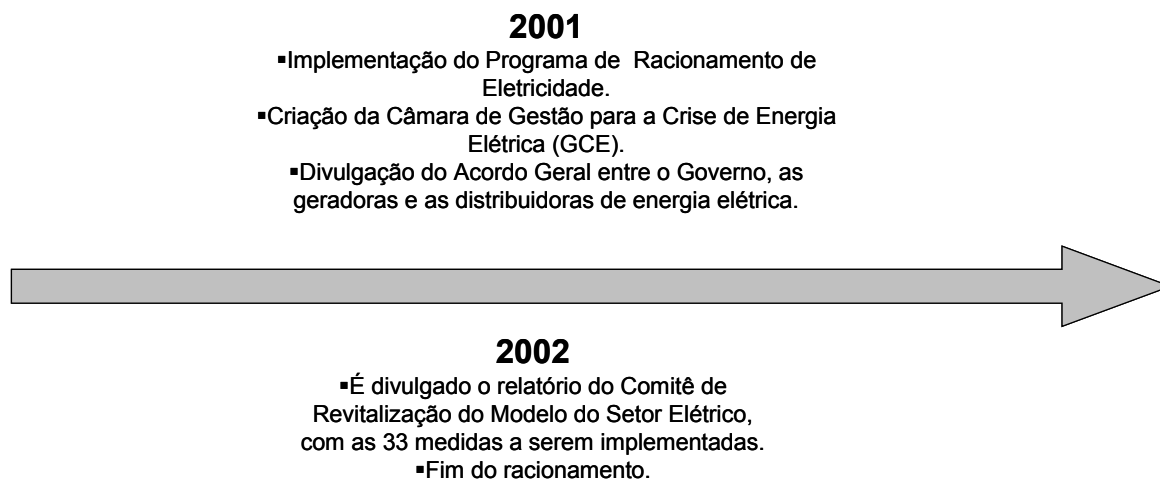
Participação (%)	Geração	Transmissão	Distribuição
Setor Privado	32%	11%	67%
Setor Público	68%	89%	33%
Total	100%	100%	100%

Fonte: ANEEL, jan/03

Cabe ressaltar que a consolidação destas conquistas dependia da continuidade do programa de privatização. Ou seja, o início da segunda fase dependia da implementação da cisão das empresas federais, prevista pela Lei 9.648/98, criando três empresas a partir de Furnas (duas geradoras e uma transmissora); quatro a partir da Chesf (três geradoras e uma transmissora) e seis a partir da Eletronorte (duas geradoras isoladas, uma geradora operando no sistema interligado – UHE Tucuruí -, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas operando nos sistemas isolados).

2.4.3 Paralisação das Reformas do SEB: 2001-2002

Fase Regulatória **Paralisação das Reformas do SEB (2001-2002)**



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 8: Choque de Oferta (2001-2002)⁴²

Em 1999, o PND do SEB defronta-se com um evento divisor de águas na economia brasileira da era do Real: a desvalorização da moeda nacional em janeiro de 1999. Tal acontecimento interrompe quase que imediatamente o PND, já que em 1999 foram privatizadas apenas duas distribuidoras de energia elétrica, ressaltando que em 1998 foram privatizadas quatro distribuidoras, as quais eram responsáveis por 24,5% desse mercado.

Resumidamente, a desvalorização afetou o balanço das empresas de energia elétrica, principalmente das distribuidoras, devido:

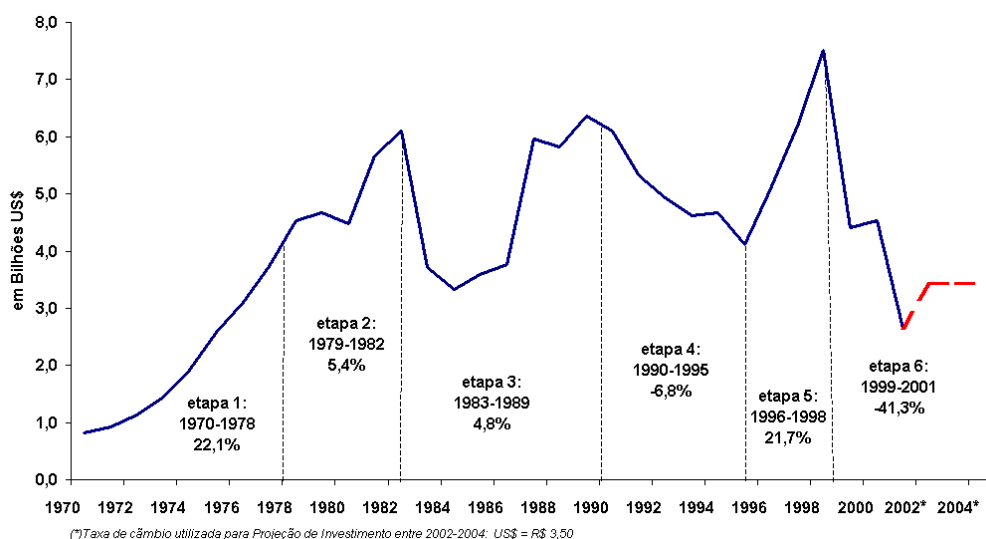
- ao descasamento da tarifa da energia adquirida de Itaipu estar cotada em dólar e a tarifa energia ao consumidor ser cobrada em real;
- a um aumento dos custos de financiamento (passivo), acompanhado por uma perda de valor patrimonial no momento “ex-post”;
- ao aumento dos custos de O&M, no caso das usinas termelétricas à gás natural.

⁴² Para maiores detalhes, ver ANEXO I.

A conjunção desses efeitos provocou um desequilíbrio econômico-financeiro nas empresas do SEB, o qual deveria ser equacionado pelo repasse dos custos não gerenciáveis, referentes à Parcela A, garantidos em contrato.

A ANEEL não autorizou o repasse integral dos custos para a tarifa de energia elétrica sob forte pressão do Ministério da Fazenda para controlar a inflação.

As medidas mitigadoras tomadas pela equipe econômica e pelo órgão regulador após a desvalorização do real representaram um ponto de inflexão na trajetória ascendente de credibilidade a que o setor elétrico vinha construindo junto aos investidores privados (nacionais e estrangeiros). Verifica-se neste momento que a mesma espiral que levou à falência o modelo estatal, poderá se repetida no modelo atual.



Fonte: Eletrobrás, Energia Brasil, 2002.

Gráfico 5: Investimentos Totais do SEB entre 1970-2004 (em bilhões US\$)

Conforme pode ser observado no Gráfico 5, houve um aumento do volume de investimento destinado ao SEB após a desregulamentação do setor representada pela etapa 5 (1996-1998). O ponto de inflexão da trajetória ascendente de investimento coincide com a desvalorização do real e com as incertezas decorrentes deste evento.

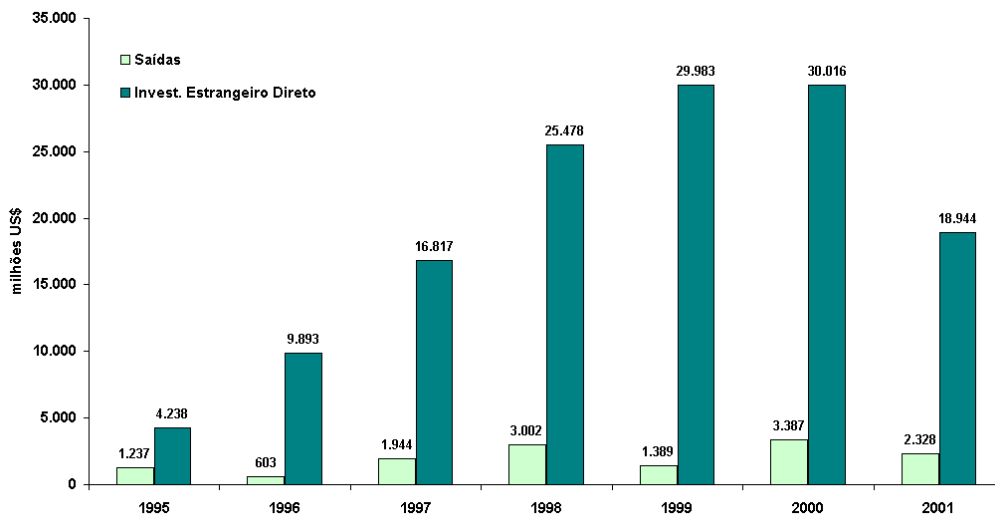
A Tabela 8 e o Gráfico 6 demonstram que houve um aumento significativo, de cerca de 347%, no período de 1995/2001 no volume de investimento estrangeiro direto no país. Ressaltando que mesmo após a desvalorização do real e do arrefecimento do programa de privatização, o nível de investimento manteve-se acima do verificado no início da década de 1990. Portanto, o PND foi um reativou o fluxo de investimentos para o País.

Tabela 8: Investimento Estrangeiros Diretos no Período de 1995-2001

Ano	Ingressos			Saídas	Líquido
	Privatização	Demais	Total		
valores em milhões US\$					
1995		5.475	5.475	1.237	4.238
1996	2.645	7.851	10.496	603	9.893
1997	5.249	13.512	18.761	1.944	16.817
1998	6.121	22.359	28.480	3.002	25.478
1999	8.786	22.586	31.372	1.389	29.983
2000	6.677	26.726	33.403	3.387	30.016
2001	1.079	20.193	21.272	2.328	18.944

(*) Inclui também operações em moeda nacional, mercadorias, conversões e reinvestimentos

Fonte: BACEN, IBGE



Fonte: BACEN, IBGE

Gráfico 6: Investimento Estrangeiro Direto vs. Saída de Recursos no Período de 1995-2001

Inicialmente, o governo vinha encontrando dificuldades para a consecução desse processo devido ao equacionamento dos passivos trabalhistas no caso de Furnas. Em relação a Chesf, faltava definir a regulação das águas e no caso da Eletronorte, a forma de viabilizar um modelo econômico-financeiro para os sistemas isolados.

A postergação da privatização das geradoras sinalizou que o PND não era a principal prioridade do governo, mas foi um meio de atrair capital externo para reduzir o nível de endividamento do país e garantir assim o sucesso do Plano Real.

As incertezas decorrentes da indefinição quanto ao processo de cisão de Furnas, Chesf e Eletronorte e, principalmente, as relacionadas à condução do modelo influenciaram uma maior cautela dos investimentos direcionados ao SEB, conforme pode ser observado no Gráfico 5.

A Tabela 9 complementa a análise ao apresentar os percentuais de investimentos privados e públicos, demonstrando que mesmo diante das incertezas representam 77% do volume estimado para o período de 2002-2004.

Tabela 9: Previsão de Investimentos no Setor Elétrico para o Período 2002-2004

	Investimentos (2002-2004)*		
	Privados	Públicos	Total
Total (R\$ Milhões)	32585	9713	42298
%	77	23	100

(*) inclui investimento realizado em 2001.

Fonte: PIRES; GIAMBIAGI, SALES (2002)

Sendo assim, o modelo do SEB assume uma configuração híbrida (estatal-privada), onde as relações tornaram-se assimétricas com as geradoras, na sua maioria estatais, atuando de um lado como um bloco coordenado, em competição desigual com as distribuidoras-comercializadoras, na maioria privada, atuantes de forma independente e competitiva entre si.

Os eventos, exógenos e endógenos, à economia brasileira ocorridos após as reformas do SEB, aliados ao risco regulatório decorrente da instabilidade das regras e da fragilidade do órgão regulador, culminaram numa crise de oferta de energia já no início de 2001.

De acordo com Pires; Giambiagi; Sales (2002), as raízes da crise de oferta de energia elétrica estão inter-relacionadas com quatro motivos principais:

- esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- problemas contratuais e regulatórios;
- falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Ademais, diante de um cenário de escassez e de novas incertezas e problemas típicos de um modelo híbrido parcialmente implementado, levam o governo a promover, mais uma vez, a sua rediscussão. Foi criada, em maio de 2001, a Câmara

de Gestão da Crise Energética - GCE⁴³. Esta câmara interministerial atuou durante um ano sob a coordenação do ministro-chefe da Casa Civil, que liderou um grupo de mais de cem técnicos de diferentes esferas do governo federal.

A GCE teve o mérito de promover um engajamento extraordinário de todo o governo, que se fazia representado pelos ministérios de Minas e Energia, Fazenda, Planejamento, bem como pela Advocacia Geral da União, ANEEL, ONS, BNDES e Eletrobrás, superando os problemas de coordenação entre os diversos órgãos governamentais destacados anteriormente.

A GCE baseou seu plano de ação em quatro pilares fundamentais:

- racionamento;
- programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- programa emergencial de aumento da oferta de energia (“seguro-apagão”); e
- revitalização do modelo do setor elétrico.

Sob a coordenação conjunta do BNDES e da foi criado, em junho de 2001, pela Resolução 18 da GCE, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de corrigir disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos que favoreçam a expansão da oferta de energia elétrica.

Com essa missão, o comitê teve o objetivo de promover a retomada dos investimentos privados, a implementação da competição plena no setor, a normalização do funcionamento do mercado e a garantia da oferta confiável de energia, com atenuação dos impactos tarifários⁴⁴.

O objetivo do trabalho de revitalização é preservar os pilares do novo modelo desenhado para o SEB: competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais – transmissão e distribuição de energia elétrica – para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país.

O escopo deste trabalho foi a elaboração de três relatórios produzidos pelo Comitê, tendo como principal característica a consolidação dos progressos já alcançados, desde o início da implementação do modelo, a fim de evitar retrocessos.

43 Decreto 4.261 cria e instala a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE). Substituída em 6/7/2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) conforme. A GCE foi criada com o objetivo de coordenar ações para mitigar o contingenciamento na oferta de energia elétrica.

44 Para maiores informações, ver Pires, Giambiagi, Sales (2002).

Uma das principais realizações do Comitê foi o acordo geral do setor, concretizado em dezembro de 2001, através da recomposição tarifária extraordinária e o financiamento do BNDES de modo a evitar um choque tarifário nos próximos anos.

É necessário considerar ainda alguns dos fatores que se interpunham à expansão do SEB no modelo estatal, ainda não foram suplantados na transição para o modelo regulatório. São eles:

- viabilizar as bases necessárias para um financiamento de longo prazo capaz de promover a expansão do setor, principalmente, dos sistemas de geração e transmissão;
- garantir o cumprimento dos contratos, o equilíbrio econômico-financeiro e tarifas que incentivem a participação de novos agentes preocupados quanto aos riscos de retorno do investimento.

Conforme colocado por Pires; Giambiagi, Sales (2002) tanto a volta ao modelo estatal como a venda dos ativos federais no curto e médio prazos são inviáveis. Portanto, existem dificuldades e desafios para o funcionamento e financiamento de novos projetos diante de um cenário de um modelo misto competitivo no setor elétrico brasileiro.

Sem dúvida, o grande desafio para os próximos anos seria evitar o ocorrido no período 1934/64, quando a indefinição de regras regulatórias adequadas para a transição privada-estatal impediu que a demanda crescente de energia fosse suficientemente atendida por novos projetos de geração de eletricidade. Neste momento, trata-se de construir um modelo regulatório apropriado para a transição estatal-privada em curso, de forma a permitir a convivência, em ambiente seletivo de mercado, dos agentes públicos e privados, garantindo-se as necessidades energéticas do País, por meio de novos investimentos privados. Conforme apresentado na Tabela 9, eles serão predominantes nos próximos anos.

3 ***Project Finance*: uma Alternativa de Financiamento de Longo Prazo**

Neste capítulo é apresentado o arcabouço teórico⁴⁵ referente à estrutura do *project finance* aplicado a projetos de infra-estrutura, fazendo referência, quando for oportuno, à sua aplicabilidade a projetos relativos ao setor de energia elétrica.

3.1 **Definição**

O *project finance*, *project oriented finance* ou *project financing* é um conceito originário da língua inglesa, mas que não significa simplesmente “financiamento de projeto”. De acordo com Azeredo (1999), o *project finance* consiste em uma modalidade específica de financiamento de projeto, dentre uma ampla gama de alternativas disponíveis, tais como a utilização de recursos próprios, empréstimos corporativos diretos, emissão de títulos com garantias corporativas ou instrumentos mais elaborados como securitização de recebíveis.

Por outro lado, Finnerty (1999) define o *project finance* como captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, razão de ser das SPE (Sociedade de Propósito Específico ou *SPC – Special Purpose Agreement*). Neste caso, os financiadores vêem o fluxo de caixa e/ou ativos do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre o capital investido no projeto⁴⁶. Os prazos de vencimento da dívida e dos títulos patrimoniais são estabelecidos de acordo com as características do fluxo de caixa do projeto. Para sua garantia, os títulos da dívida do projeto dependem, ao menos, parcialmente, da lucratividade do mesmo e do valor dos seus ativos⁴⁷.

Uma das características que distingue o *project finance* das demais modalidades de financiamento é a concessão de crédito a uma entidade jurídica segregada. O *project finance* é estruturado de forma a alocar retornos financeiros e riscos com mais eficiência do que aquela obtida através do financiamento corporativo⁴⁸. Embora, normalmente, seja a operadora do projeto, pode-se apontar

45 Os conceitos apresentados nesse capítulo estão baseados em Nevitt; Fabozzi (1995), Razavi (1996), Finnerty (1999) e Azeredo (1999).

46 Em alguns casos, os títulos e demais dívidas são projetados para serem servidos e resgatados exclusivamente através do fluxo de caixa do projeto. A dívida do projeto é então tida como sem direito de regresso junto aos patrocinadores do mesmo. Com maior frequência, os patrocinadores do projeto fornecem os meios que os obrigam a complementar o fluxo de caixa do projeto sob determinadas circunstâncias (limitadas). A dívida do projeto, neste caso, é tida como um direito limitado de regresso.

47 Ver Finnerty (1999), pp. 2.

48 O termo financiamento corporativo significa a concessão de crédito baseada em uma abordagem tradicional de análise e de instrumentos de garantia. Ou seja, avaliação usual de crédito em função do histórico, do balanço patrimonial e, principalmente, na reputação do tomador do crédito. Adicionalmente, utilizam-se garantias normais, como: patrimônio, carta de fiança e demais ativos oferecidas pelos acionistas e/ou

alguns exemplos em que essa entidade ou veículo serviu exclusivamente para a captação de recursos, como no exemplo da CPM - Companhia Petrolífera Marlin (Bononi; Malvessi, 2002).

Conforme abordado por Nevitt; Fabozzi (1995), o termo *project finance* pode ser utilizado para descrever as diversas modalidades de financiamento de projetos. De acordo com os autores, o termo merece uma definição mais precisa:

“A financing of a particular economic unit in which a lender is satisfied to look initially to the cash flows and earnings of that economic unit as the source of funds from which a loan will be repaid and to the assets of the economic unit as collateral for the loan.”

Bonomi; Malvessi (2002) ressaltam que o *project finance* representa uma evolução na forma de financiar projetos na medida que o capital pode escolher com muita precisão, a parcela de risco e o correspondente retorno que deseja assumir.

Neste caso, o que importa é a capacidade de geração de resultados do projeto, exigindo-se a criação de uma nova empresa com o intuito de separar os resultados obtidos para que não haja contaminação com outros ativos. Os credores vêem o fluxo de caixa e/ou ativos do projeto como fonte primária de receita para atender ao serviço da dívida (juros e principal). Os prazos de vencimento da dívida e dos títulos patrimoniais são, geralmente, estabelecidos de acordo com as características do fluxo de caixa do projeto.

Neste trabalho, define-se o termo *project finance* como uma modalidade de financiamento cujo processo de avaliação, estruturação e concessão dos recursos está calcada, primordialmente, na capacidade financeira do projeto⁴⁹. A decisão dos credores basear-se-á, dentre outros aspectos, na capacidade do projeto em saldar suas dívidas e remunerar o capital, sem contar com ativos e fluxos de caixa de outros empreendimentos dos acionistas (ou seja, sem solidariedade), não sendo, portanto, um meio de financiar projetos economicamente fracos. Diferentemente do financiamento corporativo, os financiadores só poderão acionar os acionistas da SPE, caso essa possibilidade seja definida em contrato.

Um dos principais objetivos do *project finance* é financiar projetos viáveis economicamente, mesmo estando sediados em países que possuem uma

avalistas. Nesse caso, a preocupação dos credores limita-se à capacidade financeira dos devedores em saldarem as suas dívidas e, a princípio, não há nenhuma preocupação em relação à alocação dos recursos.

49 Entenda-se capacidade financeira do projeto como: estoque de capital, ativos, fluxo de caixa, contratos etc.

classificação de risco (*rating*⁵⁰) na faixa de investimento especulativo⁵¹, como é o caso do Brasil⁵². Este exemplo pode ser extrapolado para o ambiente microeconômico, haja vista que alguns de seus projetos possuem uma classificação de risco melhor do que a de seus acionistas, possivelmente, refletindo em custos de financiamento menores.

3.2 Histórico

A trajetória do financiamento baseado no fluxo de caixa do projeto inicia-se com os grandes empreendimentos relatados pela história mundial. A lógica não é nova, portanto, o que é realmente inovador são os arranjos financeiros e as sofisticadas opções de mitigação de risco oferecidas pelo mercado. Desta forma é possível reduzir o risco envolvido nessa engenharia financeira, proporcionando uma ampliação da capacidade das empresas em contrair empréstimos, o que viabiliza simultaneamente a implementação de novos projetos de grande porte.

Em 1299, a Coroa Britânica negociou um empréstimo com o Frescobaldi - um dos principais bancos de investimento italianos da época - para desenvolver as minas de prata da região de Davon através de uma estrutura financeira baseada em ativos⁵³. A estrutura do projeto permitia ao Frescobaldi retirar a quantidade desejada de minério não-refinado, durante um ano, desde que assumisse integralmente o custo de operação das minas. No contrato firmado entre as partes, não havia cláusulas referentes ao pagamento de juros e nem qualquer tipo de garantia oferecida pela Coroa Britânica, caso a quantidade de prata extraída durante o período não fosse suficiente para recompor o capital investido (Finnerty, 1999).

Outro exemplo de financiamento baseado em ativos, ocorrido alguns séculos mais tarde, foi a utilização, pelos países ibéricos, deste tipo de estrutura no financiamento das Grandes Navegações. A burguesia mercantil estava por trás de quase todos os empreendimentos de porte por ser a detentora do capital capaz de financiar a nobreza na expansão do seu território. Como garantia ofereciam as especiarias encontradas ao longo das expedições, ou seja, o fluxo de caixa do empreendimento.

50 Os ratings são atribuídos com base na capacidade de pagamento do emissor do título, empresa ou país. A partir deste instrumento, é possível mensurar a probabilidade de inadimplência do tomador de recursos, levando-se em consideração o pacote de garantias associado à obrigação financeira contratada. As principais classificadoras de rating são a Moody's Investor Service, Standard & Poor's, Duff and Phelps, Fitch-IBCA e outros (Ross; Westerfield; Jaffe, 1995).

51 Define-se Investimento Especulativo como ativo cuja classificação de risco de crédito situa-se abaixo de BBB- (Standard & Poors e Fitch IBCA Duff & Phelps) ou Ba1 e Baa3 Moody's Investor Service.

52 O Brasil possui suas obrigações em moeda estrangeira classificadas com o rating B+ pela Standard & Poors.

Bonomi; Malvessi (2002) destacam que a descoberta do Brasil é um exemplo de *project finance* haja vista que o governo português juntamente com mercadores e banqueiros europeus financiaram expedições de descobrimento e, em conjunto com o capitão e sua tripulação, dividiram os riscos e ganhos do empreendimento.

A economia mundial viveu um momento semelhante no final do século XX, devido à escassez de recursos no mercado internacional. A partir de então, já começam a surgir novas engenharias financeiras cujo objetivo é criar alternativas de financiamento, principalmente para o setor de infra-estrutura⁵⁴. Referente ao setor de energia, destacam-se os financiamentos do *Trans Alaska Pipeline System* – TAPS entre 1969 e 1977 e o financiamento de plataformas de petróleo no Mar do Norte.

Esse modelo de engenharia financeira vem crescendo através da experiência de mais de vinte anos dos EUA e dos países da *Commonwealth*, consolidando técnicas calcadas em seus sistemas legais e culturais. Parte desta constatação a explicação para a preponderância de institutos jurídicos e formulas contábeis de origem anglo-saxônica. Como os primeiros projetos a utilizar essa modalidade de financiamento no Brasil foram estruturados por profissionais estrangeiros e/ou treinados no exterior, reproduzindo as técnicas (e os jargões) lá utilizadas (Borges; Faria, 2002)⁵⁵.

Conforme explicitado por Finnerty (1999), a disseminação do *project finance* nos EUA é fruto da implementação do PURPA- *Public Utility Regulatory Policy Act* (Lei da Política de Regulamentação de Serviços Públicos). Esse marco regulatório representou um passo fundamental na estruturação dessa modalidade de financiamento baseada em ativos, ao estabelecer as obrigações contratuais de longo prazo e tornou-se bastante difundida nos EUA e na Inglaterra, cujas legislações são baseadas na anglo-saxônica em que os contratos possuem larga importância legal. Já em países como o Brasil, não há uma tradição contratual tão desenvolvida como a dos países onde este instrumento foi concebido e, além disso, o respeito aos contratos privados é diferente (por exemplo, o interesse público sobrepõe-se ao privado, em contratos administrativos) fragilizam os seus instrumentos⁵⁶. Conseqüentemente, há a sua implementação requer inúmeras garantias por parte dos investidores a fim de minimizar os riscos envolvidos, exigindo uma maior cautela dos investidores, principalmente dos estrangeiros, em participar de financiamento no País.

54 Essa afirmação pode ser comprovada pelos casos citados pela literatura pertinente ao tema. Para maiores informações consultar Finnerty (1999).

55 Para maiores detalhes, ver Borges; Faria (2002).

56 Citado em Borges; Faria (2002), pp. 246.

Os investimentos em projetos de infra-estrutura são elevados e de longa maturação, demandando linhas de financiamento de longo prazo e, além disso, um ambiente econômico estável. O cenário econômico brasileiro conjugava todos os fatores inibidores para este tipo de investimento: incapacidade do mercado de capitais local para financiar projetos de longo prazo de maturação, haja vista que longo prazo no Brasil significa 2-3 anos e a instabilidade política e econômica (moeda; taxas de inflação e juros mais altas do que a média internacional).

No Brasil, a introdução do *project finance* ocorreu a partir de 1994 juntamente com o processo de privatização dos setores de infra-estrutura e a estabilidade proporcionada pelo Plano Real⁵⁷. Esta mudança de gestão produziu relevantes alterações no cenário econômico brasileiro, sendo necessário recriar e/ou inventar novos arranjos financeiros que permitissem a mitigação e segregação dos riscos envolvidos nos empreendimentos. Desta forma, o *project finance* apresentou-se como uma solução para a questão, uma vez que os credores repartiriam o risco do negócio com os credores.

Para tanto, o *project finance* apresentou-se como uma alternativa ao financiamento para os projetos de infra-estrutura, principalmente os de energia elétrica. Conforme explicitado por Oliveira (1999), a estratégia de expansão e financiamento dos investimentos em energia elétrica privilegia o financiamento através de capitais de terceiros, principalmente por *project finance*, onde o risco do empreendimento é compartilhado, reduzindo a exposição dos acionistas à sua participação no projeto. Adicionalmente, proporciona uma maior alavancagem financeira ao permitir que participem de vários projetos simultaneamente.

3.3 Características

É desejável que os projetos a serem financiados na modalidade *project finance* tenham as seguintes características, que coincidem com as dos setores de infra-estrutura⁵⁸:

- i. Existência de uma sociedade de propósito específico, ou seja, um investimento econômico separado;
- ii. Porte elevado de investimento, exigindo um alto grau de alavancagem por parte dos acionistas, caso fosse financiado através de financiamento corporativo;

⁵⁷ A implantação do Plano Real, em julho de 1994, alterou de forma significativa os alicerces da economia brasileira ao conter a alta taxa de inflação que vigorava no país. Os índices de inflação passaram de uma taxa média mensal de 27,3%, entre jan/90 – jul/94, para a atual de 0,9%, entre ago/94 – jul/02 (a taxa de inflação mencionada foi calculada de acordo com IGP-M (Índice Geral de Preço de Mercado) divulgado pela FGV).

⁵⁸ Citado em Borges; Faria (2002), pp. 248.

- iii. Previsibilidade sobre o fluxo de caixa e a taxa de retorno, como no caso dos setores com características de monopólio natural⁵⁹, reduzindo assim o risco mercadológico do serviço ou produto ofertado;
- iv. Segregação e alocação de riscos entre os participantes; e
- v. Possibilidade de os credores (e/ou interessados) poderem tomar medidas efetivas para trazerem a si a execução ou operação do projeto em caso de necessidade.

Esses itens caracterizam uma situação ideal, o que nem sempre pode ser aplicável na prática. O item v, por exemplo, é de muito difícil execução no Brasil, quando se trata de concessão de serviço público.

Num projeto empreendido por uma empresa pública, os financiamentos obtidos têm, geralmente, o aval do Tesouro. Isso, em princípio, reduziria o risco de crédito para os bancos e credores em geral, tendo em vista que é associada ao governo uma fonte de receita permanente: a arrecadação tributária, afastando, desta forma, a possibilidade de falência do negócio (Finnerty, 1999).

A mudança de paradigma, pós-privatização da infra-estrutura, está relacionada ao novo perfil de risco a ser assumido pelos agentes privados e pela forma utilizada de segregá-lo. A escolha pelos instrumentos de *project finance* é uma forma de substituir garantias usuais, as quais são oferecidas pelos acionistas e que cobrem totalmente as obrigações do tomador de recursos, independentemente de o empreendimento gerar recursos suficientes para remunerar o investimento. Esta modalidade é conhecida como garantia total (*full recourse*) e novidade refere-se a duas novas modalidades: a de recurso limitado (*limited recourse*) e a de empréstimo sem garantias (*non recourse*).

A modalidade de *project finance* chamada de *non recourse* caracteriza-se pelo pagamento baseado unicamente nos recursos gerados pelo empreendimento, ou seja, tendo como garantia unicamente pelo fluxo de caixa do projeto. Esta modalidade não permite aos credores acessar o patrimônio dos acionistas e/ou patrocinadores do empreendimento.

No caso da modalidade *limited recourse*, os credores contam com um mix de garantias formado pelos recursos gerados pelo projeto, e por outras garantias pessoais e reais convencionais, cedidas pelos acionistas e/ou patrocinadores, tais como: penhor, hipoteca e fiança, que permanecem válidas por parte do período do

⁵⁹ Monopólio Natural caracteriza-se quando uma única firma é capaz de prover o mercado a um menor custo do que qualquer outra estrutura de mercado, dado um determinado nível de demanda (Pires, 1999).

financiamento e que, em conjunto, garantem as obrigações do tomador de recursos (Bonomi; Malvessi, 2002).

Conforme destacado por Finnerty (1999) e por Bonomi; Malvessi, (2002), a modalidade mais utilizada nas operações de *project finance* é a de garantia limitada (*limited recourse*), uma estrutura intermediária à convencional (financiamento corporativo) e à teórica (modalidade sem garantias).

Ao aplicar esta modalidade de financiamento, principalmente, nos países em desenvolvimento, a experiência mostrou a necessidade de incluir garantias adicionais cujo objetivo era reduzir os riscos envolvidos no empreendimento e o custo do financiamento. A utilização dos seguintes ativos da empresa-projeto da SPE: ações; contas bancárias, inclusive da conta caução para o serviço da dívida; contratos; apólices de seguro; hipoteca dos bens móveis e imóveis.

3.4 Estrutura

A estrutura básica desse instrumento apresenta a SPE no centro cercada pelos seguintes agentes: poder concedente; acionistas⁶⁰ (*sponsors*); compradores (*off-takers*); financiadores⁶¹ (*lenders*); operadores (*operators*); banco líder⁶² (*lead arranger*); fornecedores (*suppliers*); construtores (*constructors*); seguradoras (*insurance companies*); assessor financeiro⁶³ (*financial advisor*); engenheiro independente⁶⁴ (*independent engineer*); agente fiduciário⁶⁵ (*trustee*) e a assessoria jurídica⁶⁶ (*legal advisors*). Para que o financiamento seja caracterizado como um *project finance* é preciso que todos os participantes assumam algum tipo de responsabilidade.

60 Acionistas: participação direta no capital.

61 Financiadores: os principais financiadores dessa modalidade de financiamento são: Bancos, Agências Bilaterais e Multilaterais, ACE's – Agências de Crédito a Exportação, Fundos de Pensão, Fundos de Investimento etc. (mais detalhes ver seção: 3.7)

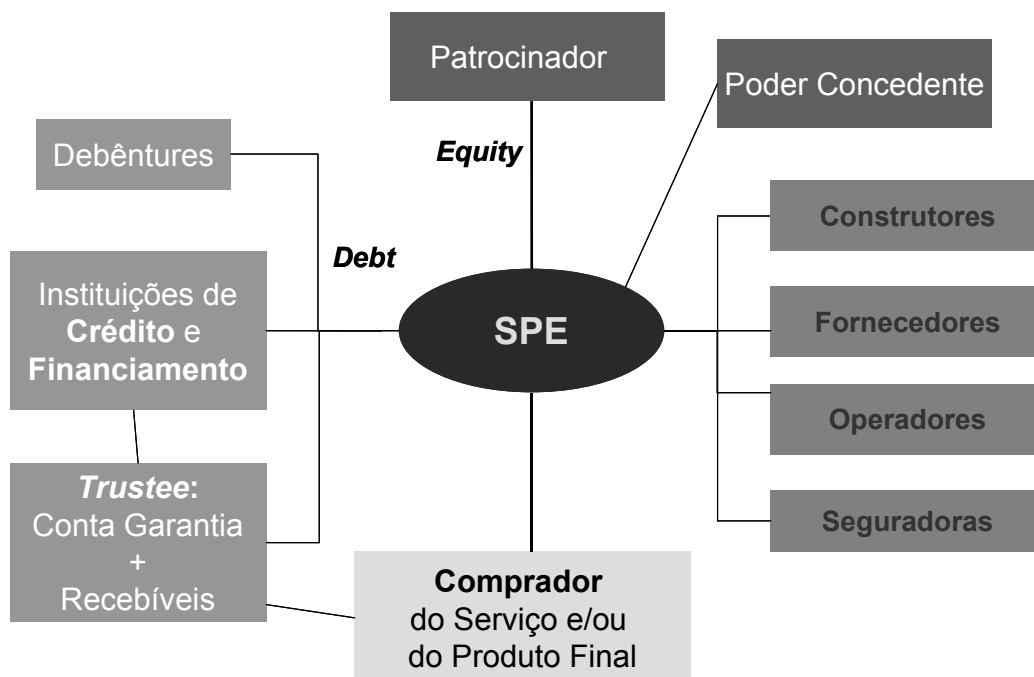
62 Arranger: é um dos bancos envolvidos no financiamento que possui a missão de estruturar o financiamento, sendo o responsável pelos termos do empréstimo e pela documentação.

63 Financial Advisor: é o assessor financeiro independente cujo papel é instruir os acionistas dos riscos envolvidos e quais seriam os instrumentos e as fontes de financiamento que poderiam mitigá-los. Geralmente, um banco comercial de reconhecida reputação internacional.

64 O Engenheiro Independente desempenha um papel semelhante ao dos auditores independentes, ou seja, assegura aos demais participantes a viabilidade e as condições técnicas do projeto.

65 Trustee: é o agente responsável pela administração do fluxo de caixa, realização de pagamentos e o controle sob o recebimento de receitas do projeto.

66 Os Assessores Jurídicos são umas das figuras mais importantes na fase de análise e preparação do financiamento, devido à complexa estrutura contratual.



Fonte: Elaboração própria

Figura 9: Estrutura de um *Project Finance*

As relações contratuais que serão acordadas entre as partes envolvidas são o cerne desta modalidade de financiamento. É através dos contratos que os riscos serão alocados, substituindo desta forma as garantias usuais (carta de fiança, hipoteca, aval, carta de crédito etc.) pelas garantias de performances muito utilizadas nesse tipo de engenharia financeira.

Essa técnica requer um arranjo contratual complexo (pela quantidade de participantes envolvidos) e oneroso (pelos estudos e pareceres exigidos pelas partes), além de prazos longos para a sua elaboração. Tais arranjos necessitam de um ambiente onde contratos sejam instrumentos confiáveis e exequíveis, pois neles baseiam-se todas as garantias e divisão de riscos e responsabilidades.

Antes de buscar parceiros para a formação do *project finance* é preciso que os acionistas já tenham desenvolvido o plano de negócios do projeto. Além disso, a autorização do órgão concedente e a garantia de colocação dos produtos e/ou serviços produzidos são aspectos relevantes na projeção do fluxo de caixa e, conseqüentemente, facilitam aprovação do financiamento.

O envolvimento de fornecedores, construtores e operadores favorece a estruturação financeira do *project finance*, partindo do princípio que a participação efetiva desses agentes minimizará os riscos relativos à não conclusão e operação do projeto.

Adicionalmente, a participação de fornecedores poderá significar mais uma fonte de financiamento, já que a maioria dos países desenvolvidos é grande fornecedor de equipamentos e dispõe de agências que concedem financiamento aos compradores de seus bens exportáveis. Elas são chamadas de ACE - Agências de Crédito à Exportação (ou ECA – *Export Credit Agencies*), muito ativas neste tipo de estruturação financeira. Mais detalhes referentes as ACE serão discutidos na seção 3.8.2.

As estruturas de *project finance* podem ser classificadas de acordo com a sua finalidade. Há uma variedade de tipos de estrutura, dentre elas Bonomi; Malvessi (2002) citam:

Tabela 10: Tipos de Estrutura Contratual

Estrutura	Objetivo
▪ <i>Build and Transfer</i> (BT)	o proponente financia e constrói o empreendimento que, uma vez terminado, é transferido.
▪ <i>Build, Lease and Transfer</i> (BLT)	Após a sua conclusão, o empreendimento é locado e entregue ao governo.
▪ <i>Build, Operate and Transfer</i> (BOT)	O empreendedor constrói, opera e transfere o bem/projeto ao poder concedente após determinado período. Normalmente, esse período é suficiente para que os investimentos próprios e de terceiros sejam “recuperados”.
▪ <i>Build, Operate, Train and Transfer</i> (BOTT)	Apresenta as mesmas características do BOT, incluindo, porém, o treinamento.
▪ <i>Build, Own and Operate</i> (BOO)	O empreendedor financia, constrói e opera o empreendimento, porém detém a propriedade do projeto.
▪ <i>Build, Transfer and Operate</i> (BTO)	O empreendedor financia, constrói, transfere e depois presta serviços na sua operação.
▪ <i>Contract Add and Operate</i> (CAO)	O empreendedor é contratado para conduzir a expansão de uma unidade já existente e explora essa atividade.
▪ <i>Modernize, Operate, Transfer or Own</i> (MOT/O)	O empreendedor moderniza instalações existentes, opera e transfere ou as mantém.

Fonte: Bonomi; Malvessi (2002)

No Brasil, essa tipificação não apresenta contrapartida na legislação; é apenas uma forma de identificação de finalidades do empreendimento financiado por meio da estrutura de *project finance*. Os advogados brasileiros adaptam os contratos segundo um modelo básico, enquanto os advogados de países como Estados Unidos e Inglaterra, que já possuem maior experiência em operações de *project finance*, possuem modelos adequados para cada um dos tipos de estrutura.

3.5 Riscos Ponderados

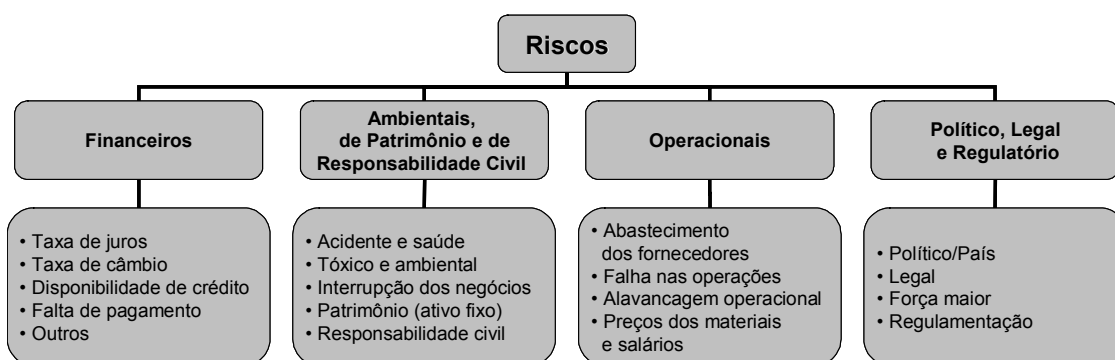
Faz parte da fase de análise e avaliação de um projeto, a identificação dos riscos existentes. Numa estrutura de *project finance*, esta preocupação é ainda maior, uma vez que a sua principal garantia é o fluxo de caixa do projeto, fazendo-se necessário mensurar os riscos para, desta forma, estabelecer instrumentos capazes de mitigá-los.

Bonomi; Malvessi (2002) apresentam duas formas de classificar os riscos. A primeira é dividi-lo em dois grandes grupos: sistêmico e o próprio.

O risco sistêmico, ou conjuntural, é aquele ao qual o sistema econômico, político ou social submete o empreendimento. O exemplo apresentado pelos autores refere-se às crises econômicas em países emergentes que normalmente valorizam ativos dolarizados, mas em contrapartida sacrificam empresas dependentes de importação.

O risco próprio é aquele intrínseco à atividade, como, por exemplo, o esgotamento de uma jazida mineral, ou o geológico, na construção de uma barragem.

A segunda forma de tipificar e classificar os riscos é estruturá-los conforme a estrutura da Figura 10.



Fonte: Elaboração própria, a partir de modelo de Bonomi; Malvessi, 2002

Figura 10: Classificação dos Riscos

3.5.1 Riscos Financeiros

O risco de financiamento refere-se à exposição em relação aos efeitos de possíveis desequilíbrios no fluxo de caixa do projeto, decorrentes da descontinuidade em relação às projeções da inflação, da taxa de juros e do câmbio.

3.5.2 Riscos Ambientais, de Patrimônio e de Responsabilidade Civil

O cumprimento das exigências ambientais é um das maiores preocupações na implementação de um projeto, principalmente os relacionados aos setores de infraestrutura devido às inúmeras externalidades negativas geradas por esse tipo de empreendimento.

3.5.3 Riscos Operacionais

O sucesso comercial do projeto depende de uma série de fatores, dentre os quais: o de conclusão; da escolha de uma tecnologia adequada; econômicos (demanda, custo e o fornecimento de matéria-prima)

3.5.4 Riscos Político, Legal e Regulatório

O risco soberano está intimamente associado ao risco político, legal e regulatório, podendo apresentar-se através de um embargo ou boicote ao projeto quando decide pelo não pagamento de suas dívidas ou pela interrupção no comércio exterior, afetando negativamente a política diplomática do país.

O risco político pode ser atenuado tomando-se os recursos financeiros para o projeto junto a bancos locais (que sofreriam menos, financeiramente, se o projeto fosse impedido de liquidar sua dívida devido à expropriação de seus ativos). Também pode ser mitigado tomando-se os recursos financeiros para o projeto junto ao Banco Mundial (BIRD), ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) ou a outro órgão multilateral de financiamento, os quais possuem subsidiárias que cobrem risco político para países em desenvolvimento.

Apesar de várias empresas e fontes governamentais oferecerem seguros contra riscos políticos, as taxas são altas, a cobertura e o montante a ser assegurado variam de tempos em tempos.

O risco legal⁶⁷ refere-se a execução dos contratos em bases jurídicas distintas. Ou seja, geralmente o arcabouço legal do país onde o projeto estará sediado não é o mesmo dos financiadores. Com o objetivo de minimizar o risco legal, utilizam-se assessores jurídicos locais e internacionais.

O risco de força maior é, dentre todos os tipos de riscos citados, o que não pode ser controlado pelas partes envolvidas no *project finance*. Refere-se a algum

⁶⁷ O risco legal envolve os riscos de transparência, o de conversibilidade dentre outros.

determinado evento que possa prejudicar, ou impedir completamente, a operação do projeto por um período de tempo prolongado durante a construção e sua entrada em operação. No âmbito mais geral, destaca-se a ocorrência de enchentes, terremotos, furacão, podendo ocorrer alguns eventos restritos à área de atuação daquele empreendimento, inviabilizando a sua operação devido a uma falha técnica, incêndio etc.

Certos eventos de força maior, como incêndios e terremotos, podem ser garantidos por seguro. Os credores exigirão garantias das partes financeiramente capazes de que as exigências de serviço da dívida do projeto serão atendidas no evento de uma ocorrência de força maior. Se da ocorrência de um evento de força maior resultar o término do projeto, os credores geralmente exigirão a amortização da dívida em bases aceleradas. No caso de eventos cobertos por seguro, os credores exigirão que os acionistas dêem seu direito de recebimento de indenizações de seguro como garantia parcial dos empréstimos ao projeto.

O risco setorial está relacionado a variáveis que influenciam o desempenho do setor no qual está alocado o projeto. Podemos destacar o arcabouço regulatório, o grau de competição e de concentração do setor como os de maior impacto.

Será apresentada no capítulo 4 a matriz de risco da Usina Hidrelétrica de Cana Brava, com o objetivo de exemplificar os conceitos aqui abordados.

3.6 Classificação dos Riscos

Bonomi; Malvessi (2002) classificam os riscos⁶⁸ conforme a sua capacidade de mitigação através de uma tipificação adaptada ao *project finance* cujas medidas mitigadoras serão apresentadas na seção 3.7.

3.6.1 Riscos Estratégicos com Coberturas Contratuais

São os que podem ser mitigados, revendo-se prioridades estratégicas ou tomando-se cuidados especiais na forma jurídica de sua contratação.

No caso de bens que possuam demandas instáveis ou muito dependentes de algum fator externo, devemos firmar contratos que assegurem os menores riscos possíveis. Por exemplo, no Brasil o contrato de compra e venda de energia (*take or pay*) e o Anexo V são os pilares de sustentação do novo modelo instaurado após a privatização das distribuidoras de energia elétrica. Ou seja, são contratos comerciais,

⁶⁸ Cabe ressaltar que a avaliação dos riscos é pertinente as duas fases: construção e operação.

bilaterais, de direito privado, firmados entre as distribuidoras e as geradoras de energia elétrica, garantindo assim as condições de compra, venda e fornecimento de energia elétrica.

3.6.2 Riscos Seguráveis

Os riscos seguráveis são os que são passíveis de serem mitigados por meio da cobertura de uma apólice de seguro (*Performances Bonds*). Elas destinam-se a dar cobertura aos riscos de engenharia, ou os seguros de lucro cessante e, até mesmo, os seguros de risco político (PRI – Political Risk Insurance), e outros semelhantes, como o Multilateral Guaranty Agency (Miga) do Banco Mundial ou o da Coface (agência francesa).

3.6.3 Riscos com Cobertura por Derivativos

São os riscos mitigados por meio de instrumentos financeiros chamados de derivativos⁶⁹.

Os produtos financeiros mitigam riscos de duas formas: pelos contratos de antecipação ou de termo e pelos contratos de opção.

3.7 Medidas Mitigadoras⁷⁰

Nesta seção serão apresentadas as garantias disponíveis (seguros, contratos, instrumentos de mercado, penhores de ativos, participação de instituições de crédito internacionais, conta garantia bloqueada⁷¹ e outros) utilizadas para mitigar os riscos envolvidos numa estrutura de *project finance*.

Em relação ao setor de infra-estrutura, o maior entrave é em relação a liquidez dos ativos tradicionalmente oferecidos como garantia pelos acionistas.

O pacote de garantias recai em duas categorias gerais: os que asseguram a conclusão do projeto e os que asseguram o pagamento pontual do serviço da dívida após a conclusão do projeto. Cada um dos riscos demanda um tipo de tratamento específico, para tanto é necessário que sejam adequados às características

69 Os derivativos são um valor que deriva de outro ativo, não possuindo referência própria, como o caso dos hedges cambiais, taxa de juros, mercadorias como soja, café, ouro dentre outras.

70 Para maiores detalhes ver Fabozzi; Nevitt (1995), Finnerty (1999) e Azeredo (1999).

71 O termo conta garantida é amplamente utilizado também na língua inglesa como escrow account.

econômicas do projeto e às preferências de risco e retorno das várias partes envolvidas no projeto.

Serão elencados a seguir os principais instrumentos utilizados na mitigação dos riscos.

3.7.1 Contratos⁷²

Cabe ressaltar que o simples uso dos contratos não minimiza completamente os riscos envolvidos neste tipo de transação financeira. É preciso que os contratos sejam compatíveis com a legislação local e internacional. Cabe ressaltar que a maioria desses contratos foi concebida seguindo a base legal anglo-saxã, exigindo um enorme esforço de adaptação.

Tabela 11: Tipos de Contratos de Compra e Venda

TIPOS DE CONTRATOS DE COMPRA E VENDA		
TIPO DE CONTRATO	GRAU DE SUPORTE CREDITÍCIO OFERECIDO	
Contrato Leve se Oferecido (<i>Take-if-Offered</i>)	O contrato obriga o comprador da produção ou serviços do projeto a receber e pagar apenas se o projeto for capaz de entregá-los. O pagamento só é feito mediante a entrega.	
Contrato de Compra Firme (<i>Take-or-Pay</i>)	Nesse tipo de contrato o consumidor da produção ou dos serviços do projeto se compromete a pagar periodicamente por uma quantidade estipulada da produção ou serviços, independentemente do fato de recebê-los ou não. É semelhante ao <i>Take-if-Offered</i> , mas nesse caso o comprador é obrigado a efetuar o pagamento, mesmo sem recebê-los.	
Contrato de Compra de Energia (<i>PPA – Power Purchase Agreement</i>)	Esse tipo de contrato assegura ao produtor garantia de venda da energia gerada, sendo um importante instrumento na estruturação de um financiamento de projetos de energia elétrica ⁷³ .	
Contrato Haja-o-Que-Houver (<i>Hell-or-High-Water</i>)	É semelhante ao <i>Take-or-Pay</i> , exceto pelo fato de que não há qualquer saída, mesmo em circunstâncias adversas fora do controle do comprador, como, por exemplo, eventos de força maior. O comprador deverá pagar em qualquer advento, mesmo que nenhuma produção lhe seja entregue.	
Contrato de Suprimento ou Pagamento (<i>Supply-or-Pay</i>)	Esse tipo de contrato obriga o fornecedor de matéria-prima a entregar as quantidades necessárias de matéria-prima especificadas no contrato ou então realizar pagamentos à entidade-projeto que sejam suficientes para cobrir o serviço da dívida.	
Contrato de Custo de Serviço (<i>Cost of Service Contract</i>)	O contrato exige que cada cliente pague sua parte proporcional dos custos do projeto à medida que forem efetivamente incorridos, em troca de uma parcela, definida em contrato, da produção (ex: energia elétrica) ou dos serviços disponíveis do projeto (ex: espaço num gasoduto).	
Acordo <i>Throughput</i>	Durante um período de tempo especificado, os transportadores, ou seja, empresas de petróleo ou produtores de gás, transportam quantidade suficiente do produto através de oleoduto ou gasoduto para suprir o duto com receita em dinheiro suficiente para pagar todos os seus custos operacionais e atender a todas as suas obrigações de serviço da dívida.	
Acordo de Pedágio (<i>Tolling Agreement</i>)	A EPE cobra pedágio pelo processamento de matérias-primas, que, geralmente, pertencem e são entregues pelos patrocinadores do projeto.	

Fonte: Finnerty (1995), *apud* Assunção (2001). Adaptado pela autora.

⁷² As definições para os contratos destacados nessa seção, estão baseadas em Finnerty (1999).

⁷³ Este tópico será amplamente discutido no Capítulo 4.

3.7.2 Garantias Complementares⁷⁴

O suporte financeiro pode tomar a forma de uma carta de crédito. Pagamentos realizados sob carta de crédito ou de garantia são geralmente tratados como empréstimos subordinados feitos à empresa-projeto. Em alguns casos, é adquirir a garantia de um terceiro financeiramente capaz para fornecer suporte creditício às obrigações da empresa-projeto.

3.7.3 Seguros

A compensação dos investidores por eventuais acidentes e a concessão de garantias contra riscos de força maior e o político⁷⁵ funciona não só como uma medida mitigadora para estes riscos, mas também como uma forma de financiamento que se difere das demais por não estar vinculada necessariamente ao desembolso de recursos. Os seguros garantia são ideais para projetos com garantias a serem constituídas durante a sua implementação.

3.7.4 Instrumentos de Mercado

A medida indicada para mitigar os riscos financeiros seria a utilização de instrumentos modernos disponíveis no mercado de derivativos, conhecidos como instrumentos de *hedging*⁷⁶ (contratos a termo, contratos futuros⁷⁷, opções⁷⁸, *cap*⁷⁹ e o *swap*⁸⁰). Cabe salientar que esses instrumentos são de curto e médio prazo e

74 Mais detalhes ver Finnerty (1999).

75 Ver maiores detalhes na seção 3.7.2.2

76 Os instrumentos de hedging procuram proteger o investidor de uma determinada exposição. Tais instrumentos são usados de forma a compensar eventuais perdas, quanto a exposições atuais relativa a expectativas inversas no futuro. Assim, quando uma posição gerar perdas, a outra estará ganhando. Ou seja, o hedge é uma espécie de "seguro", a qual recebe uma dinâmica muito similar a das ações cotadas em bolsa, i.e., a sua cotação depende da demanda e oferta de contratos a serem ofertados no mercado com características compatíveis. O uso desse instrumento nem sempre está associado ao objetivo de proteção. Muitas vezes, são usadas para arbitragem e podem gerar ganhos consideráveis numa aposta acertada, ou perdas em caso contrário. A liquidez desses contratos nos mercados financeiros se dá através desse uso.

77 As operações envolvendo o mercado de futuros representam a compra e venda de contratos de um determinado ativo hoje para ser exercido no futuro a um preço pré-fixado. O caso do investidor que possui uma dívida cotada em dólar é um exemplo, pois ele poderá comprar contratos futuros que garantam comprar uma quantidade dessa moeda cuja data e o preço estão estabelecidos em contrato. Esse tipo de operação pode ser estendido para outras variáveis (commodities, ações, juros etc.).

78 As opções possibilitam uma maior flexibilidade na redistribuição dos riscos entre os agentes que são avessos ao risco e os que aceitam. Esses papéis dão aos seus compradores o direito de comprar ou vender um determinado número ou quantidade de um ativo no futuro, a um preço pré-estabelecido (Nota técnica ANP, n008/1999).

79 Contrato de Teto (Cap) de Taxas de Juros: um contrato de teto de taxas de juros obriga o vendedor do contrato a pagar ao seu comprador a diferença entre a taxa de juros do mercado e a taxa-teto especificada sempre que a taxa de juros do mercado exceder a taxa-teto.

80 Fortuna (1997) define o swap como troca ou permuta e designa como uma operação cada vez mais procurada pelo mercado financeiro internacional, envolvendo inclusive várias empresas brasileiras. As operações de swap são largamente utilizadas por empresas com dívida em dólar corrigidas por taxas flutuantes, as quais contratam para as transformarem em dívidas com taxas fixas ou vice-versa. O Banco Central,

difficilmente podem ser utilizados para projetos de longa maturação. No Brasil, o prazo mais longo que o mercado dispõe é de um ano, não atendendo a finalidade a que é proposta.

Essas opções permitem oportunidades para reduzir, sobretudo, os riscos relacionados aos custos financeiros (*funding costs*), ou seja, taxas de juros e de câmbio, e aos custos associados às flutuações de preços de commodities.

Concluindo, os credores geralmente emprestam recursos a um projeto se seus empréstimos forem expostos a riscos econômicos ou de negócios. Os credores estão dispostos a assumir algum risco financeiro, mas insistirão em ser compensados por esse risco. Por esta razão que se faz tão necessária à identificação dos riscos (e o grau de riscos) que os credores se dispõem a assumir. Quanto maior a confiança no sucesso do projeto e na previsibilidade do fluxo de caixa, maior o nível de assunção de risco por parte dos credores. A identificação dos riscos significativos do projeto e a elaboração de disposições contratuais para alocá-los, entre as partes dispostas a assumi-los ao menor custo possível, não é uma tarefa fácil. Esse processo demanda tempo, profissionais qualificados e um ambiente econômico-legal favorável.

3.8 Formas de Financiamento

As operações de *project finance* agregam várias formas de financiamento já disponíveis no mercado numa única estrutura de financiamento, sendo este o seu maior diferencial.

3.8.1 Recursos Próprios dos Acionistas - *Equity*

Usualmente, uma operação de *project finance* se inicia com o aporte de capital por parte dos acionistas. O aporte inicial de recursos tem como contrapartida o direito sobre a participação acionária da empresa e, conseqüentemente, nos seus lucros.

Existem basicamente dois tipos de *equity* em *project finance*:

- *equity* direto onde os investidores participam da administração ou da operação, ou de ambos; e
- *equity* passivo (portfólio) onde os investidores somente investem os seus recursos, delegando a administração aos demais acionistas ou a profissionais especializados.

através da Resolução 1.902, autorizou as operações de swap de taxas de juros. Existem quatro tipos de swap: swap de moeda, swap de taxa de juros, swap de commodities e o swap de ações.

3.8.2 Recursos de Terceiros - *Debt*

Os recursos de terceiros significam uma forma de financiamento isenta de participação direta no projeto e/ou empresa em questão. No caso do *project finance*, a captação de recursos necessários ao seu financiamento é um ponto central. O atributo principal da dívida (*debt*) é, especificamente, o retorno sobre o investimento, compatível com o retorno tradicionalmente auferido em operações de crédito, mas provisionando proteção contra perdas provenientes, principalmente, dos ativos do projeto.

Este tipo de financiamento é freqüentemente usado em projetos privados, negociado entre o acionista e os investidores. Alternativamente, este financiamento pode, em certas circunstâncias, ser viabilizado via captação no mercado de capitais (por exemplo, *commercial paper*).

3.8.3 Recursos Híbridos - *Quasi Equity*

Esta terceira forma de investimento, como o próprio nome sugere, seria um *mix* entre as duas primeiras alternativas apresentadas anteriormente, a qual denomina-se como *quasi equity*. Significa uma modalidade de financiamento que freqüentemente contempla recursos de terceiros, mas com algumas características de recursos próprios. Estão incluídas nesta categoria as debêntures conversíveis, as ações preferenciais entre outros investimentos que possuem atributos de *debt* e *equity*.

As debêntures são um instrumento típico de recursos de terceiros, pois não pressupõem uma possível participação acionária. Já no caso de uma debênture conversível em ação, ela pode ser caracterizada como recurso próprio, caso a opção seja realizada. Para tanto, o mercado de capitais é o canalizador desta modalidade de financiamento, pois é através dele que os demais agentes são acionados.

3.8.4 Contratantes (*Contractors*), Fornecedores (*Suppliers*) e Compradores (*Offtakers*)

Os contratantes, fornecedores e compradores podem atuar também como uma fonte adicional de financiamento. O setor elétrico é bem ilustrativo, pois em muitos casos os fornecedores de equipamentos financiam a exportação desses bens, através das Agências de Crédito à Exportação (ACE), e as distribuidoras de energia elétrica asseguram a compra da energia gerada ao assinar os PPA's - *Power Purchase*

Agreement (Contratos de Compra de Energia), contratos que garantem o fluxo de caixa futuro.

3.9 Fontes de Financiamento⁸¹

Os investimentos no setor de infra-estrutura demandam alto volume de recursos, necessitando, para isso, do envolvimento de diferentes fontes de financiamento. A seguir serão relacionadas as principais fontes de financiamento utilizadas pela estrutura de *project finance*. Cada uma delas desempenha uma função dentro desta estrutura, mas como foi descrito na seção 3.1, o grande diferencial do *project finance* é obter o comprometimento de todos os agentes para viabilizá-lo.

3.9.1 Agências Multilaterais

A origem de grande parte das instituições internacionais de desenvolvimento reporta-se à Conferência de Bretton Woods em 1944, a qual resultou na criação do Fundo Monetário Internacional (FMI ou IMF - *International Monetary Fund*) e do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD ou IBRD – *International Bank for Reconstruction and Development*), que é também conhecido por Banco Mundial, com a missão de promover uma cooperação econômica no período posterior à Segunda Guerra Mundial.

As agências multilaterais são compostas por uma ampla gama de países cujo foco de atuação não se restringe aos seus membros. A principal missão destas instituições é promover o desenvolvimento econômico e social através do financiamento de projetos que julguem capazes de contribuir para a melhora da qualidade de vida da população mundial, e principalmente dos países em desenvolvimento.

Os recursos dessas agências são provenientes da contribuição de seus países membros e da emissão de instrumentos de dívida de longo prazo.

Cada uma delas possui um determinado enfoque: algumas apóiam somente projetos sociais, já outras só participam do financiamento de projetos de cunho privado, enquanto outras atuam tanto em parceria com o setor público como com o privado (Razavi, 1996).

Sem dúvida, a participação direta e até mesmo o envolvimento indireto das Agências Multilaterais são fatores importantes na viabilização econômica, financeira e

⁸¹ Encontra-se, no ANEXO, uma breve descrição dos órgãos citados nesta seção.

tecnológica dos projetos de infra-estrutura em países em desenvolvimento, inclusive no Brasil.

Destacam-se as seguintes agências: International Bank for Reconstruction and Development (IBRD), The International Development Association (IDA), The Inter-American Development Bank (IDB), International Finance Corporation (IFC), European Investment Bank (EIB), European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), African Development Bank (ADB), Asian Development Bank (ADB), Corporação Andina de Fomento (CAF), dentre outras.

3.9.2 Agências Bilaterais

As agências bilaterais são instituições governamentais cuja finalidade é promover a economia dos seus países de origem através da concessão de financiamento, de crédito à exportação, de seguro e de garantia aos projetos em que o setor privado, de seus países, esteja envolvido. Desta forma, atingiriam outro objetivo ao qual se propõem: auxiliar o desenvolvimento econômico e social dos países em desenvolvimento através do financiamento de seus projetos.

Diferentemente das agências multilaterais, as agências bilaterais possuem apenas um único país-membro, restringindo a sua atuação aos interesses específicos de seu país.

As agências bilaterais podem ser subdivididas, basicamente, em três categorias: Agência de Crédito à Exportação (ACE); Agência de Seguro e Garantia e a Agência de Desenvolvimento.

3.9.2.1 Agência de Crédito à Exportação (ACE)

As Agências de Crédito à Exportação (também conhecidas como *Export Credit Agency - ECA* –) são órgãos governamentais que foram constituídos com o intuito de promover a exportação de seus países, oferecendo condições atrativas de financiamento. Esses órgãos governamentais podem apoiar projetos que envolvam a aquisição de bens ou serviços do seu país de origem através de financiamento, com recursos próprios ou de bancos comerciais; seguro-garantia contra risco político e/ou comercial, cobrindo financiamentos de outras instituições financeiras; refinanciamento de projetos financiados inicialmente com recursos de bancos comerciais; subsídios a taxas de juros contratadas para financiar um produto originário de seu país; dentre outros. Normalmente seu financiamento, ou cobertura de risco político, pode alcançar até 85% do valor do bem/serviço adquirido (Azeredo, 1999).

As agências que se destacam neste segmento são a US Eximbank (EUA), Jexim (Japão), Hermes (Alemanha), ECGD (Reino Unido) e a COFACE (França).

3.9.2.2 Agência de Seguro e Garantia

As Agências de Seguro e de Garantia possuem uma função complementar à das ACE's, privilegiando a concessão de seguros contra risco político e comercial e até mesmo de crédito. Neste segmento, destacamos a atuação da *Overseas Private Investment Corporation (OPIC)*, uma agência governamental norte-americana, portanto um órgão bilateral. Apesar destas agências terem um enfoque mais típico de uma agência bilateral, a atuação da *Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA)* cujo foco de atuação é mais abrangente, por ser um braço do Banco Mundial, contradiz esta afirmação.

3.9.2.3 Agência de Desenvolvimento

As agências de desenvolvimento foram criadas na esteira de um contexto macroeconômico regulamentado, onde os governos utilizavam essas agências como instrumento para viabilizar políticas governamentais intervencionistas.

Após a desregulamentação das principais economias mundiais, estas agências ampliaram sua área de atuação no intuito de acompanhar o movimento desses mercados. Seguem algumas agências relevantes neste processo: o KfW (Alemanha); Jexim (Japão), CDC e ODA (Reino Unido) e no Brasil destacamos a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

3.9.3 Bancos Comerciais

Os bancos comerciais atuam não só como financiadores, mas muitas vezes também como consultores financeiros. Há também uma outra novidade, a concessão de crédito é muitas vezes viabilizada através da sindicalização de bancos.

De acordo com Azeredo (1999), a participação se dá normalmente através de empréstimos tipo B das instituições multilaterais devido à credibilidade que a participação de uma instituição multilateral confere à transação: não só por possuírem uma *due diligence* criteriosa, a qual geralmente dura de 4 meses a 1 ano, mas principalmente porque estas instituições teriam uma maior facilidade para renegociar a dívida. Ou, no caso de problemas com a conversibilidade da moeda, poderiam recorrer à chamada “umbrela” (guarda-chuva) das instituições multilaterais. Adicionalmente, estes bancos operam também com cobertura de risco político (seja de ECAs, seja de

outras instituições). Recentemente a participação sem cobertura de risco político também vinha aumentando, muitas vezes através de operações complementares àquelas com cobertura contra risco político. No entanto, após a crise asiática (setembro de 1997), sucedida pela crise russa (julho de 1998), e pela crise cambial brasileira (janeiro de 1999), esta tendência se esvaziou. Mesmo antes das crises financeiras mencionadas, esta prática encontrava-se disponível principalmente para projetos desenvolvidos em países que atingiram a classificação “*Investment Grade*”⁸².

Seguem duas tabelas com os 10 principais bancos internacionais na estruturação e financiamento de projetos na modalidade *project finance*. A primeira refere-se aos projetos mundiais de 2002 e a segunda é relativa aos projetos de energia elétrica de 1999.

Tabela 12: Ranking dos Principais Agentes na Estruturação de *Project Finance* no Mundo (em % por nº de projetos)

Top 10 Mundo - <i>Project Finance</i> , jul/2002									
Arranger*	Part. (%)	Assessoria Financeira	Part. (%)	Financiador	Part. (%)	Assessoria Legal	Part. (%)	Acionistas	Part. (%)
Barclays Bank plc	8,75	Citigroup Inc	24,07	Royal Bank of Scotland plc	4,70	Allen & Overy	16,24	Hutchison Whampoa Ltd	15,01
Royal Bank of Scotland plc	8,14	Macquarie Bank Ltd	8,71	Bank of Scotland	3,88	Clifford Chance	8,95	Macquarie Bank Ltd	4,02
Societe Generale	5,74	Credit Suisse First Boston (CSFB)	7,81	Societe Generale AS	3,61	Freshfields Bruckhaus Deringer	8,86	InterGen Energy Inc	3,86
Westdeutsche Landesbank	4,61	Commonwealth Bank of Australia	7,45	ANZ Banking Group Ltd	2,94	Allens Arthur Robinson	6,67	Conectiv	2,30
Citigroup Inc	4,12	Merril Lynch & Co Inc	6,55	Credit Agricole Indosuez	2,81	Freehills	6,15	Royal Bank of Scotland plc	2,17
JP Morgan	3,36	Lehman Brothers Inc	6,55	Westdeutsche Landesbank	2,77	Giliberti & Associati	4,93	Edison SpA	2,16
Abbey National plc	3,17	Morgan Stanley Inc	6,55	Abbey National plc	2,30	Linklaters & Alliance	4,49	Duke Energy Corp	2,02
Bank of Scotland	2,98	Baker & McKenzie	6,09	BNP Paribas	2,22	Blake Dawson Waldron	4,21	Interbanca SpA	2,02
Bank of Australia	2,72	Santander Investments Chile	3,58	Citigroup Inc	2,19	Dewey Ballantine	3,87	Aem Torino	2,02
ANZ Banking Group	2,68	PricewaterhouseCoopers	2,46	Dexia Bank	2,18	Skadden Arps Slate Meagher & Flom	3,47	Aare-Tessin AG fuer Elektrizitaet (Atel)	2,02

(*) bancos responsáveis pela estruturação do financiamento

Fonte: *Project Finance Review* – jul, 2002

82 Investment Grade (ou Investimento Prudente) é a classificação de risco definida pelas autoridades financeiras norte-americanas como prudente. Segundo as agências Standard & Poor's e Duff & Phelps equivale à classificação acima de BBB-.

Tabela 13: Ranking dos Principais Projetos e Agentes na Estruturação de *Project Finance* na América Latina (em % por nº de projetos)

TOP 10 América Latina - <i>Project Finance</i> , 2001		TOP 10 América Latina - <i>Project Finance</i> , 2000		
Arranger*	Part. (%)	Projeto	País	Setor
Societe Generale AS	14,79	Barracuda & Caratinga	Brasil	Petróleo
Inter-American Development Bank	11,96	Banda B Área 1	Brasil	Telecom
KBC Bank NV	9,88	EVM	Brasil	Petróleo
BNP Paribas	9,88	Traselect Acquisition	Chile	Energia Elétrica
ANZ Banking Group Ltd	9,88	Global Village Telecom Networks	Brasil	Telecom
Exporte Development Corp (EDC)	9,88	Complexo de Cabiúnas	Brasil	Petróleo
Citigroup Inc	9,88	ATL	Brasil	Telecom
Banco Nacional de Comercio Exterior SNC (Bancomext)	9,88	AES	Porto Rico	Energia Elétrica
Caja Madrid	4,91	Celumovil	Colombia	Telecom
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria SA (BBVA)	4,91	Iberdrola Energia Monterrey	México	Energia Elétrica

(*) bancos responsáveis pela estruturação do financiamento

Fonte: *Project Finance Review* – jul, 2002Fonte: *Project Finance Review* – 2000

3.9.4 Investidores Institucionais⁸³

Um dos principais fatores de sustentabilidade do crescimento de uma economia é a geração de poupança interna de forma continuada a fim de ser canalizada para financiar o setor produtivo via sistema financeiro. Neste campo, destacam-se os investidores institucionais – as Entidades Fechadas de Previdência Privada (EFPP), os Fundos Mútuos de Investimento, as Seguradoras (Pereira; Miranda; Silva 1997).

3.9.4.1 Fundos de Pensão

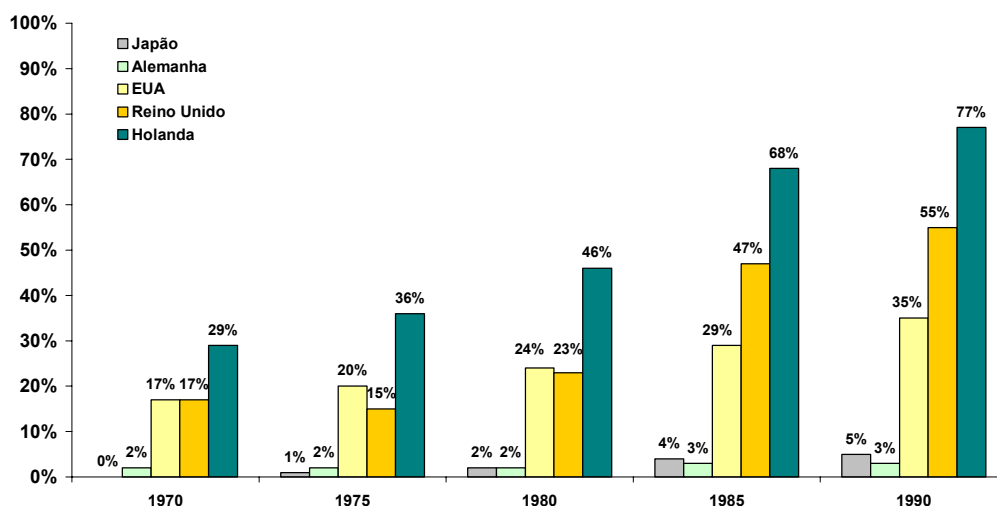
As EFPP são mais conhecidas como fundos de pensão, sendo elas instituições mantidas pela contribuição periódica de seus associados e acionistas que, com o objetivo de valorizar seus patrimônios, aplicam suas reservas em vários ativos, respeitando, contudo, os limites legais.

Os fundos de pensão detêm uma posição privilegiada para financiar a formação de capital. Diferentemente dos bancos, das seguradoras e de outras instituições de poupança, eles trabalham com um baixo risco de liquidez, beneficiando-se tanto de um fluxo regular de recursos como de passivos de longo prazo. Além

⁸³ Os conceitos apresentados nesta seção estão baseados em Pinheiro (1994) e Pereira; Miranda; Silva (1997).

disso, ao contrário de outras instituições de poupança, eles pagam anuidades contratuais, não sendo possível aos seus associados, em geral, retiradas do estoque de contribuições, mesmo após a aposentadoria. Os principais riscos são, ao invés, estimativas inacabadas da taxa de mortalidade e um retorno dos ativos abaixo do esperado. São perfeitamente compatíveis com o financiamento do setor produtivo, principalmente do setor de infra-estrutura, devido à possibilidade de poderem manter uma parcela pequena de seus recursos em ativos líquidos, já que as retiradas são previsíveis. Com isso, estas instituições podem concentrar seus portfólios em aplicações de longo prazo com rendimentos elevados, compensando o maior risco pela diversificação entre ativos com retornos perfeitamente correlacionados (Pinheiro, 1994).

Conforme demonstra o Gráfico 7, a maioria dos países da amostra, com exceção do Japão e da Alemanha, apresentou um expressivo crescimento dos ativos de seus fundos de pensão, como proporção da poupança financeira pessoal e do PIB. Apesar das percentagens serem distintas, vale ressaltar a sua importância na geração de poupança interna a fim de financiar os setores demandantes. Desta forma, configura-se como grande desafio a criação de um mercado atuante de empréstimos de longo prazo e instrumentos financeiros apropriados a este ávido setor.



Fonte: National Flow-of-Funds Data, apud Pinheiro (1994)

Gráfico 7: Países Desenvolvidos: Ativos Fundo de Pensão em % do PIB

3.9.4.2 Seguradoras

As seguradoras podem participar do financiamento de um projeto de duas formas. Na primeira, elas atuam na mitigação dos riscos através da concessão de

seguros e garantias, conforme foi discutido nas seções 3.6 e 3.8.4, onde não há necessariamente desembolso de recursos.

Já a segunda modalidade, referente ao escopo desta seção, diz respeito ao potencial e às necessidades que estas empresas possuem em encontrar produtos que se adequem ao seu perfil de médio e longo prazos.

3.9.4.3 Fundos Mútuos de Investimento⁸⁴

Os Fundos Mútuos de Investimento constituem-se numa modalidade de financiamento bastante recente no mercado internacional, tendo iniciado na década de 80. É organizada sob a forma de condomínios abertos e administram recursos de poupanças do público, destinados à aplicação em carteira diversificada de títulos e valores mobiliários. Sendo assim, uma fonte de recursos para investimento em capital permanente de empresas.

Tais fundos podem apoiar projetos de infra-estrutura ou empresas que atuam no setor, basicamente de duas formas: investimentos via participações acionárias ou financiamentos.

A maior parte dos fundos estabelecidos atua por meio de participações acionárias, buscando altos retornos, normalmente associados ao investimento como acionista. Dois aspectos importantes nesse caso são a análise do potencial de venda dessa participação e as possíveis estratégias de saída a serem implementadas, tais como: abertura do capital da empresa; venda da participação a terceiros; e refinanciamento via emissão de instrumentos de dívida. A estratégia de saída é importante na medida que dá conforto adicional ao investidor.

Os principais investidores desses fundos são: fundos de pensão; empresas fornecedoras de equipamentos e serviços para projetos de infra-estrutura, com interesse na promoção da venda do seu produto; agências multilaterais, como o BID, o IFC e a OPIC; bancos comerciais; seguradoras, como a AIG; grandes investidores, como Soros Capital Inc., dentre outros.

Esses fundos têm um grande interesse na América Latina, inclusive alguns já foram estabelecidos com enfoque exclusivo na região, e são potenciais investidores para o desenvolvimento da infra-estrutura no Brasil.

⁸⁴ As informações apresentadas nesta seção encontram-se em Azeredo (1999).

Segue uma lista com os principais fundos e uma breve descrição de sua área de atuação e seus investidores.

Quadro 1: Principais Fundos de Investimento em Infra-Estrutura

Nome	Valor	Investidores	Área de Atuação
AIG Asian Infrastructure Fund	US\$ 1,80 bi	AIG, Singapore Investment Corp., Temasek Holdings	Diversos setores.
AIG-GE Capital Latin American Infrastructure Fund	US\$ 1,01 bi	AIG, GE Capital Corp.	Diversos setores. Possui limitação por país (Brasil 40%).
Asia Infrastructure Fund (AIF)	US\$ 1,00 bi	Peregrine Investment Holdings Ltd., Frank Russell Co., Soros Capital Inc., Asia Development Bank	Diversos setores.
Global Power Investment LP	US\$ 575 m	GE Capital Services, Quantum Industrial Holdings, IFC, outros	Atuação mundial. Enfoque em projetos de energia elétrica.
Asian Mezzanine Infrastructure Fund (AMI)	US\$ 450 m	Credit Lyonnais, Caisse des Depots e Consignations, IFC, Mitsui Trust, outros	Diversos setores.
International Energy Infrastructure Fund	US\$ 200 m	Energy Asset Management, Pacif Enterprises, Dresser Industries/ MW Kellog, Bechtel Enterprises	Atuação mundial. Enfoque em energia (projetos relacionados com energia elétrica e petróleo)
Darby Latin America Mezzanine Fund	US\$ 500 m	Barby Overseas Investments, Banco Bilbao Vizcaya, Dresdner Kleinwort Wasserstein, IDB, outros	Enfoque na América Latina.
Global Environment Emerging Market Fund	US\$ 70 m	Global Environment Fund (GEF), OPIC	Atuação mundial (65% investimentos na América Latina). Setores de atuação: água e saneamento, transporte e distribuição de gás, geração de energia limpa e meio ambiente.
Global Environment Emerging Market Fund II	US\$ 120 m	GEF, OPIC, Bechtel Enterprises, United Utilities.	Setores de atuação: água e saneamento, transporte e distribuição de gás, geração de energia limpa e meio ambiente.

Fonte: Revista Infrastructure Finance (1997) apud Azeredo (1999).

3.9.5 Fontes Locais de Financiamento

As fontes locais de financiamento variam de país para país, sendo os mais usuais os investimentos públicos concedidos pelos bancos estatais e pelas agências de fomento; mercado de capitais; a oferta de matéria-prima e sistema de transporte subsidiado.

3.9.5.1 Mercado de Capitais

Tomar recursos ou levantar capital no mercado de capitais local é, muitas vezes, uma forma de mitigar o risco político, ao julgar-se que o governo não empreenderia ações que pudessem prejudicar o desempenho do projeto. Bernstein (1997) faz uma citação relevante sobre o tema, onde ilustra, através de exemplos práticos, o grande feito obtido pela economia norte-americana com o desenvolvimento do seu mercado de capitais, fazendo-a emergir como nação hegemônica e o reconhecimento mundial de suas empresas.

“Se não tivéssemos mercados de capitais disponíveis onde os poupadores diversificam seus riscos, se os investidores só pudessem possuir uma ação (como acontecia nos primórdios do capitalismo), as grandes empresas inovadoras que definem nossa época – como a Microsoft, a Merck, a Alcoa, a Boeing e a McDonald’s – talvez jamais viessem a existir. A capacidade de administrar o risco, e com ele a vontade de correr riscos e de fazer opções ousadas, são elementos-chave da energia que impulsiona o sistema econômico”.

As formas mais usuais de captação de recursos no mercado de capitais são através de *Commercial Paper*, Debêntures, lançamento de ações, dentre outras⁸⁵. Elas constituem uma importante fonte de recursos de curto prazo (pode variar de 1-5 anos) para esse tipo de financiamento. Sua venda não se limita exclusivamente ao mercado local, podendo ser estendida a investidores estrangeiros e até mesmo ser lançada em outros mercados.

O mercado de capitais é uma fonte potencial de financiamento. De uma maneira geral, os países em desenvolvimento não podem ainda contar com essa fonte de recurso, em função de sua insipiência. Acredita-se que o desenvolvimento das economias dos países emergentes impulsionará também seus mercados de capitais.

⁸⁵ Para mais detalhes consultar Fortuna (1997) e Ross; Westerfield; Jaffe (1995).

A esperada retomada de investimentos direcionados ao setor de infra-estrutura brasileiro está obedecendo a uma dinâmica diferente da que vigorou no modelo estatal. Para tanto, a expansão do mercado de capitais é primordial para viabilizar o financiamento direto em larga escala e, além disso, formar um sistema de crédito bancário privado de longo prazo, em substituição ao crédito público e externo.

3.10 Vantagens

As vantagens proporcionadas pela utilização do *project finance* como mecanismo de financiamento já foram de alguma forma mencionadas anteriormente, cabendo nesta seção uma descrição mais detalhada de cada uma delas.

3.10.1 Aumento da Alavancagem Financeira

Essa modalidade de financiamento proporciona uma significativa alavancagem financeira para os acionistas, possibilitando que eles participem de diversos projetos, comprometendo um reduzido volume de capital, possibilitando a diversificação de sua carteira de projetos e o aumento do retorno sobre o capital investido, desde que o custo da dívida (líquido do impacto do imposto de renda⁸⁶) seja inferior ao retorno do projeto sem dívida. A dívida pode vir a participar em até 100% dos recursos necessários para o investimento (apesar de que os níveis normalmente praticados variam de 60 a 80% do projeto, dependendo da capacidade financeira e dos riscos do mesmo). Portanto, as vantagens para o acionista também se convertem em vantagens para o Governo, na medida em que o *project finance* se constitui numa forma de alavancar investimentos em áreas onde os altos montantes envolvidos, os diversos riscos e o longo prazo de maturação são fatores limitadores para que a iniciativa privada⁸⁷ comprometa seu capital (Azeredo, 1999).

3.10.2 Tratamento Contábil Distinto entre a Empresa-Mãe e a SPE

Muitos autores⁸⁸ argumentam que uma das principais vantagens do *project finance* é a obtenção de financiamento “fora do balanço” (*off balance sheet*), evitando uma possível contaminação entre os balanços dos acionistas e o da SPE. A

86 Custo líquido da dívida: $i \times (1-T)$, onde i = taxa de juros e T = alíquota do imposto de renda, cálculo adotado considerando o benefício da dedutibilidade dos juros para fins fiscais.

87 Cabe ressaltar que o investimento privado persegue uma lógica distinta da pública, ou seja, o investidor privado é, naturalmente, avesso ao risco e a sua maior preocupação é em relação ao retorno sobre o capital investido. Quanto menor for a exposição do projeto ao risco, maior será a sua atratividade.

88 Podemos citar Nevitt e Fabozzi (1995); Garcia (1995) dentre outros.

segregação proporciona aos credores uma maior transparência em relação à capacidade financeira da SPE, justamente por terem abdicado da carteira de ativos, bem como do fluxo de caixa de outros negócios dos acionistas. Já os acionistas, principalmente os que têm as suas ações negociadas em bolsa de valores, vislumbram, com essa modalidade de financiamento, reduzir os indicadores de endividamento.

Outros autores, como Finnerty (1999), questionam essa vantagem utilizando a seguinte justificativa:

“O risco financeiro não desaparece simplesmente porque a dívida relacionada ao projeto não é registrada no corpo do balanço. A atividade contábil, pelo menos nos EUA, aumentou as exigências de divulgação em notas de rodapé, nos últimos anos. Num mercado razoavelmente eficiente – aquele em que investidores e órgãos classificadores processam todas as informações financeiras disponíveis de forma inteligente -, os benefícios do tratamento fora do balanço provavelmente se mostrarão ilusórios”.

3.10.3 Segregação de Riscos

A segregação dos riscos e, conseqüentemente, de recursos entre os participantes, torna essa estrutura de financiamento mais atrativa para os setores intensivos em capital, como o de infra-estrutura.

Segundo Finnerty (1999), o processo de avaliação e análise pelo qual o projeto passa, reduz sensivelmente a assimetria de informações, podendo refletir positivamente numa redução dos custos de financiamento.

A segregação de risco e a maior previsibilidade em relação ao retorno do projeto atraem os diversos investidores⁸⁹, devido às taxas de remuneração do capital compatíveis com as praticadas pelo mercado.

3.10.4 Substituição de Garantias Usuais por Garantias de Desempenho

O grande benefício da disseminação desta modalidade de financiamento diz respeito à substituição de garantias usuais pelas de desempenho. Ou seja, essas garantias permitem uma maior flexibilidade a acionistas e credores.

⁸⁹ Principalmente os investidores estrangeiros, haja vista as baixas taxas de juros praticadas no mercado internacional.

Em relação aos acionistas, a principal vantagem se constitui na possibilidade de utilizar os ativos e os resultados do projeto, ao invés de oferecer os seus ativos como garantia. Sem dúvida, para os credores, o fluxo de caixa do projeto constitui-se numa garantia mais líquida do que, por exemplo, os ativos de usina hidrelétrica.

A utilização dos *covenants*⁹⁰ é um grande avanço ao permitir um monitoramento de desempenho financeiro e administrativo do projeto, podendo implicar na redução de custos do financiamento justamente pela qualidade das garantias retidas pelos credores.

3.11 Desvantagens

Como foi dito anteriormente, a participação de um número maior de agentes constitui numa vantagem ao diluir os riscos entre eles. Por outro lado, a tentativa de compatibilizar os diferentes interesses dos agentes envolvidos pode se tornar uma desvantagem, devido à complexa estrutura contratual necessária nesse tipo de operação. Geralmente, esse tipo de estrutura consome mais tempo, se comparado com outras modalidades de financiamento.

A maior complexidade dessa estrutura também eleva os custos de transação, em razão das despesas legais envolvidas na elaboração do projeto, pesquisa e gerenciamento de informações e questões fiscais, preparação de documentação e o grande investimento de tempo de gerência. Quanto mais desconhecido o cenário do projeto, maior será o tempo de pesquisa e busca por instrumentos de mitigação.

Cabe ressaltar que, ao utilizar o *project finance*, o acionista está também se comprometendo a relatar todas as suas decisões e atos administrativos e financeiros aos financiadores, através de relatórios regulares: de investimentos físicos, operacionais e situação contábil e financeira. Essa abertura de informações, somada ao fato de todos os contratos relacionados ao projeto constituírem parte das garantias fornecidas aos credores, garantindo a estes, portanto, o poder de intervenção em muitas das decisões a serem tomadas, pode ser considerado como mais uma

90 Segundo Borges (1999), o instituto do covenant constitui, no direito anglo-saxão, um compromisso ou promessa em qualquer contrato formal de dívida, reconhecido em lei, protegendo os interesses do credor e estabelecendo que determinados atos não devem ou devem cumprir-se, podendo ser traduzido como compromissos restritivos (*restrictive covenants*) ou obrigações de proteção (*protective covenants*). Constitui, portanto, um sistema de garantia indireta, próprio de financiamentos, representado por um conjunto de obrigações contratuais acessórias, positivas ou negativas, objetivando o pagamento da dívida. As obrigações positivas (*positive covenants*) são exigências relativas à observância de certas práticas de gestão, consideradas indispensáveis à eficiente administração da empresa. As obrigações negativas (*negative covenants*) são limitações à liberdade de gestão dos administradores da devedora, obrigando-os a não praticar certos atos. Ao contrário de outros institutos anglo-saxões de Direito Civil ou Comercial, os *covenants* são perfeitamente compatíveis com o nosso Direito Romano-Germânico e podem conviver perfeitamente com as garantias tradicionais normalmente utilizadas no Brasil.

desvantagem na medida que restringe o poder de decisão do acionista sobre o projeto (Azeredo, 1999).

Em alguns casos, os riscos do projeto a ser financiado são tão altos que os custos de captação da SPE supera o dos seus acionistas, anulando, dessa forma, uma das principais vantagens dessa modalidade, que é proporcionar à SPE uma classificação de risco (*rating*) e/ou custos de financiamento melhores do que o de seus acionistas.

Concluindo, a análise das vantagens e dificuldades de se implementar o *project finance* é o primeiro passo para a decisão de adotar ou não essa modalidade. O conhecimento do contexto macroeconômico, político, regulatório e legal do país onde o projeto será instalado, também é relevante para essa análise. A implementação do *project finance* exige um ambiente macroeconômico e legal estável, que permita um nível aceitável de previsibilidade da geração de caixa do projeto, assim como do comportamento dos agentes envolvidos e da validade jurídica dos contratos firmados. Este é um dos principais desafios para a implementação dessa modalidade de financiamento em mercados emergentes (Azeredo, 1999). Não é por acaso que os primeiros financiamentos a utilizarem a estrutura de *project finance* são posteriores a dois marcos importantes: o programa de estabilidade econômica, iniciado a partir da implantação do Plano Real, e a desregulamentação da economia brasileira com o PND e, posteriormente, com a Lei das Concessões (Lei 8.987/95 e Lei 9.074/95).

3.12 Comparação entre *Project Finance* e o Financiamento Corporativo (*Corporate Finance*)

Segue abaixo um quadro comparativo, desenvolvido por Finnerty (1999), entre a modalidade de financiamento usual – financiamento corporativo –, e a que utiliza instrumentos mais modernos na concessão de crédito - *project finance*. A intenção, ao reproduzir essas informações, é demonstrar de forma sintética o que foi apresentado neste capítulo, e principalmente nas seções 3.9 e 3.10, referente às vantagens e desvantagens desta nova modalidade de financiamento.

Quadro 2: Quadro Comparativo entre Financiamento Corporativo e *project finance*

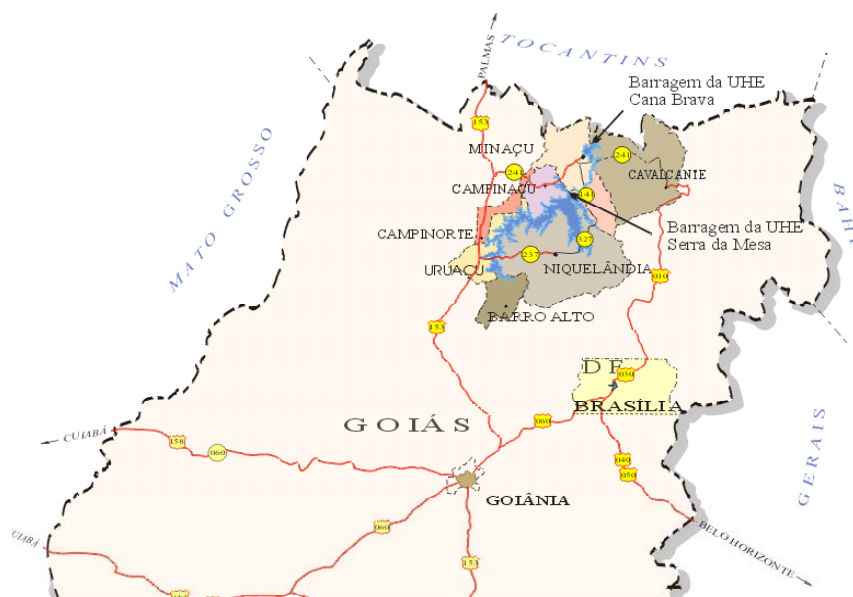
Critérios	Financiamento Corporativo	<i>Project Finance</i>
Organização	<ul style="list-style-type: none"> Grandes empresas são geralmente organizadas de forma corporativa; Fluxos de caixa de diferentes ativos e negócios se misturam 	<ul style="list-style-type: none"> O projeto pode ser organizado como parceria ou como empresa de responsabilidade limitada para utilizar, de forma mais eficaz, os benefícios fiscais decorrentes da propriedade; Ativos e fluxos de caixa relacionados ao projeto são segregados das demais atividades do acionista.
Controle e Monitoramento	<ul style="list-style-type: none"> O controle reside principalmente na gerência; O conselho administrativo monitora o desempenho da corporação em nome dos acionistas; A monitoração direta limitada é feita pelos investidores. 	<ul style="list-style-type: none"> A gerência permanece no controle, mas fica sujeita a um maior monitoramento do que numa corporação típica; A segregação de ativos e fluxos de caixa facilita uma maior centralização pelos investidores; Condições contratuais que governam os investimentos em dívida e patrimônio contêm compromissos e outras disposições que facilitam o monitoramento.
Alocação do Risco	<ul style="list-style-type: none"> Os credores têm total direito de regresso junto ao acionista do projeto; Os riscos são diversificados entre os ativos da carteira do acionista; Certos riscos podem ser transferidos a terceiros através da contratação de seguros, atividades de hedging etc. 	<ul style="list-style-type: none"> Os credores têm um direito de regresso limitado junto aos acionistas; A exposição financeira dos credores é específica ao projeto; Condições contratuais redistribuem riscos relacionados ao projeto; Riscos do projeto podem ser alocados entre as partes que melhor possam assumi-los.
Flexibilidade Financeira	<ul style="list-style-type: none"> O financiamento pode ser rapidamente estruturado; Recursos gerados internamente podem ser usados para financiar outros projetos, evitando a disciplina do mercado de capitais. 	<ul style="list-style-type: none"> Envolvem maior volume de informações, contratos e custos de transação; Arranjos financeiros são altamente estruturados e grandes consumidores de tempo; Fluxos de caixa gerados internamente podem ser reservados para projetos proprietários.
Fluxo de Caixa Líquido	<ul style="list-style-type: none"> Gerentes têm amplo arbítrio com relação à alocação do fluxo de caixa líquido entre dividendos e reinvestimento; Os fluxos de caixa se misturam e depois são alocados de acordo com a política corporativa. 	<ul style="list-style-type: none"> Os gerentes têm arbítrio limitado; Por contrato, o fluxo de caixa líquido pode ser distribuído aos investidores de capital.
Custo de Agenciamento	<ul style="list-style-type: none"> Investidores de capital estão expostos aos <i>agency costs</i> do fluxo de caixa líquido; É mais difícil fazer com que os incentivos à gerência sejam específicos ao projeto; Os <i>agency costs</i> são mais elevados do que para o <i>project finance</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Os <i>agency costs</i> do fluxo de caixa líquido são reduzidos; Os incentivos à gerência podem ser atrelados ao desempenho do projeto; O monitoramento mais rigoroso por parte dos investidores é facilitado; O problema do subinvestimento pode ser atenuado; Os <i>agency costs</i> são mais baixos do que no financiamento interno.

Critérios	Financiamento Corporativo	<i>Project Finance</i>
Estruturas dos Contratos de Dívida	<ul style="list-style-type: none"> Os credores se valem de toda a carteira de ativos do acionista para o serviço da dívida; 	<ul style="list-style-type: none"> Credores se valem de um ativo ou conjunto de ativos específicos para o serviço da dívida; Os contratos de dívida são elaborados sob medida para as características específicas do projeto.
Capacidade de Endividamento	<ul style="list-style-type: none"> O financiamento da dívida utiliza parte da capacidade de endividamento do acionista. 	<ul style="list-style-type: none"> O suporte de crédito proveniente de outras fontes, como compradores da produção do projeto, pode ser canalizado para dar suporte aos empréstimos tomados pelo projeto; A capacidade de endividamento do acionista pode ser expandida; Pode-se alcançar uma alavancagem maior do que aquela com a qual o acionista se sentirá à vontade, caso financiasse o projeto diretamente.
Insolvência	<ul style="list-style-type: none"> Pode-se evitar dispendiosos apuros financeiros, que são consumidores de tempo; Os credores têm o benefício de toda a carteira de ativos do acionista; Dificuldades em um negócio-chave poderão drenar recursos de projetos lucrativos e financeiramente estáveis. 	<ul style="list-style-type: none"> O custo de resolução de apuros financeiros é menor; O projeto pode ser isolado da possível insolvência do acionista; As chances de os credores recuperarem seu principal são mais limitadas; a dívida geralmente não é pagável com recursos de outros projetos não-relacionados.

Fonte: Finnerty, 1999

4 Estrutura de um *Project Finance* para Projetos Hidrelétricos: Caso da UHE Cana Brava

4.1 Características



O projeto da Usina Hidrelétrica (UHE) Cana Brava consiste na construção e operação de uma usina hidrelétrica de 450 MW de potência instalada utilizando três unidades geradoras de 150 MW e na construção de uma linha de transmissão de 230 kV e 59 km de extensão ligando a UHE Cana Brava à UHE Serra da Mesa, onde a energia é inserida no sistema nacional interligado. A usina está localizada no Rio Tocantins entre os municípios de Minaçu e Cavalcante no Estado de Goiás, aproximadamente 250 km ao Norte de Brasília na região Centro-Oeste do Brasil.

A UHE Cana Brava é uma usina fio d'água, operando em conjunto com o reservatório da UHE Serra da Mesa. O lago cobre uma área de 139 km², correspondente às várzeas do rio Tocantins e de alguns de seus afluentes, como o rio Bonito e o córrego Vargeão, e aos rios do Carmo, Santo Antonio, São Feliz e Preto. O nome Cana Brava é emprestado de um pequeno afluente do rio Tocantins localizado próximo à sua barragem.

A barragem da UHE Cana Brava localiza-se aproximadamente a 1 km da confluência do Rio Tocantins com o Rio Carmo e, aproximadamente, a 50 km abaixo da UHE Serra da Mesa. Nesse mesmo Rio existem ainda duas outras usinas hidrelétricas localizadas abaixo da UHE Cana Brava, UHE Tucuruí e a UHE Lajeado.

O projeto da linha de transmissão conectará a barragem da UHE Cana Brava com a interconexão da UHE Serra da Mesa⁹¹.

Quadro 3: Dados da UHE Cana Brava

Dados Técnicos	
Potência Nominal	462,3 MW (154,1 MW)
Turbinas	3 unidades geradoras
Área alagada	139 Km ²
Volume Total do Reservatório	2,36 X 10 ⁶ Km ³
Linha de transmissão	59 Km (230 kV)
Barragem: Concreto convencional e compacto	520 metros comprimento e 53 metros de altura
Diques	1,16 Km de comprimento e 22 metros de altura
Vazão do Vertedouro	17,8 mil m ³ de água por segundo
Vertedouro	Concreto compacto a rolo e convencional
Comportas	6 comportas (15 m de largura por 20,7 m de altura)
Tomada d'água	por gravidade, em 3 vãos com a altura de 45 m
Energia média a LP	313 MW médios (2.741.880 MWh/ano)
Energia Assegurada	273,5 MW médios (2.395.860 MWh/ano)
Energia firme local	291 MW médios (2.549.160 MWh/ano)
Empregos (período de pico)	1,9 mil funcionários

Fonte: Relatório UHE Cana Brava (Tractebel e IDB); www.tractebelenergia.com.br

As condições de vazão da UHE Cana Brava serão reguladas pelo reservatório da barragem da UHE Serra da Mesa, permitindo que seja operada em condições de baixa vazão, pequena área alagada e alta capacidade de geração⁹².

A UHE de Cana Brava garantirá ao sistema elétrico 273 MW em energia firme, o equivalente a 2,396 GWh/ano. A energia gerada será suficiente para abastecer uma cidade de 1,2 milhão de domicílios, o que equivale a uma cidade do porte de Goiânia. A princípio essa energia será direcionada para os estados das regiões Centro-Oeste e Nordeste do País, em especial à Bahia, mas poderá também comercializar parte dessa energia no MAE, caso não haja alteração na estrutura do modelo dos rumos da política do setor elétrico do SEB vigente até o final de 2002, pois nem toda energia foi contratada por meio de PPA.

91 IDB: Brazil Cana Brava Hydroelectric Power Plant: BR-0304 "Environmental and Social Impact Report". May, 2000.

92 IDB: Brazil Cana Brava Hydroelectric Power Plant: BR-0304 "Environmental and Social Impact Report". May, 2000.

De acordo com o Relatório da UHE Cana Brava, o esquema adotado no projeto da UHE Cana Brava proporcionou a obtenção, pelo menor custo, do máximo ganho em energia firme no sistema nacional interligado, com a inundação da menor área de terras. As alterações técnicas do projeto básico feitas pela empresa empreendedora otimizaram de forma significativa a construção e a obra física da usina. Entre as principais, e que possibilitaram a conclusão da obra em menor tempo, está o deslocamento das estruturas e adufas de desvio do rio. Isso permitiu o ajuste das ensecadeiras e a reformulação do programa de construção, implicando diretamente em ganhos de prazo e redução dos impactos ambientais em decorrência da grande redução da área originalmente estabelecida para a instalação do canteiro de obras⁹³.

Por não precisar estocar água, o lago formado pela UHE Cana Brava é relativamente pequeno, atingindo um número menor de famílias. Outra vantagem é que a água do reservatório tem uma rápida renovação – devido ao fluxo de entrada e saída. A vegetação também não sofre com a variação do nível da água e a erosão das margens é pouco observada.

Os dados apresentados pelo Quadro 4 demonstram que a UHE Cana Brava, quando comparada a UHE Serra Mesa⁹⁴, obtém um melhor desempenho, em parte, resultante do *know-how*⁹⁵ adquirido pelo setor, principalmente pelas construtoras e pela necessidade de otimização dos recursos.

Quadro 4: Comparação dos Indicadores da UHE Cana Brava e a UHE Serra da Mesa

	UHE Serra da Mesa	UHE Cana Brava
Potência (MW)	1.275	450
Área Alagada (Km ²)	1.784	139
<i>MW/Km²</i>	0.69	3.24
Volume (milhões Km ³)	54.4	2.3
<i>MW/Km³</i>	23.4	195.6
Ecosistema	Cerrado (Savana)	Cerrado (Savana)
Duração da Obra	10 anos	3 anos

Fonte: www.tractebelenergia.com.br; www.fumas.com.br

93 Relatório da UHE Cana Brava, 2002.

94 A UHE de Serra da Mesa está localizada na Bacia do Alto Tocantins, em Goiás, possui grande importância no panorama energético brasileiro. Construída em parceria com a empresa privada Serra da Mesa Energia S.A., a entrada em operação de suas três unidades geradoras significou uma solução definitiva para o atendimento às regiões do estado de Goiás e, particularmente, do Distrito Federal.

95 Cabe ressaltar que a excelente performance, o baixo risco geológico e ambiental, as facilidades no processo de assentamento e experiência tecnológica são decorrentes do aprendizado adquirido na construção da UHE Serra da Mesa.

4.2 Histórico



Em outubro de 1979, o governo federal autorizou a realização de estudo para aproveitamento dos recursos hídricos do rio Tocantins e de seus afluentes. Os estudos de viabilidade da UHE Cana Brava foram concluídos em 1983.

O projeto original da UHE Cana Brava era de responsabilidade de Furnas, principal empresa de geração da região. Furnas desenvolveu os estudos preliminares do projeto, o qual incluía Estudo de Impacto Ambiental (EIA) submetido a Agência Estadual de Meio Ambiente de Goiás (FEMAGO) em 1987. Em 1990, a FEMAGO aprovou o EIA e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), sendo renovado em 1995.

A construção da UHE Cana Brava fazia parte do Programa Decenal de Expansão da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) de 1998-2007, o qual projetava um aumento da capacidade instalada de 59.300 MW para 95.700 MW, em 2007, para atender o crescimento da demanda de energia elétrica.

A participação do setor privado era tida como essencial pelo governo brasileiro para redinamizar e melhorar a eficiência do setor elétrico brasileiro, pois a carência de novos investimentos, principalmente em geração de energia elétrica, poderia causar sérias limitações à estratégia do governo de modernização do setor produtivo, incluindo a possibilidade de racionamento de energia no curto prazo⁹⁶.

A UHE Cana Brava foi concedida à Tractebel Brasil Ltda como resultado de uma competitiva licitação internacional promovida pela ANEEL em março de 1998, e

96 IDB: Brazil Cana Brava Hydroelectric Power Plant: BR-0304 "Environmental and Social Impact Report". May, 2000.

até agosto do mesmo ano atualizou as informações socioeconômicas do EIA/RIMA e preparou o Plano Básico Ambiental (PBA). Em maio de 1999, o canteiro de obras já estava instalado.

A Tractebel, através da sua subsidiária Tractebel Energia S.A. (antiga Gerasul - Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A.) criou uma SPE, Companhia Energética Meridional (CEM) para implementar o projeto.

Com a participação do IDB no financiamento do projeto a partir de dezembro de 2000, todos os programas sócio-ambientais foram reavaliados. As exigências internacionais foram incorporadas ao PBA, o que resultou no Environmental and Social Management Plan (ESMP), programa aplicado integralmente a um custo de aproximadamente de US\$ 45 milhões.

O Contrato de Concessão nº 185/1998, de 7 de agosto de 1998, entre a ANEEL e a CEM regula os direitos de uso do potencial hidráulico no Rio Tocantins pela UHE Cana Brava por um período de 35 anos.

O Contrato requer da Concessionária o cumprimento das exigências da legislação ambiental e que ela assuma a responsabilidade pelos acidentes ambientais que poderão ocorrer e pela expropriação e reassentamento das famílias das áreas afetadas.

A UHE Cana Brava foi construída através de um contrato de EPC⁹⁷ por um consórcio formado por quatro empresas: duas empresas de construção civil, Construtora Norberto Odebrecht S.A. e a Construtora Andrade Gutierrez S.A.; e dois fornecedores de equipamentos, Voith Máquinas e Equipamentos S.A. e Siemens Ltda. A Tractebel Energia será a responsável pela operação e manutenção da usina de acordo com o contrato de concessão.

A UHE Cana Brava é um dos primeiros projetos privados desenvolvidos após o novo marco regulatório e institucional estabelecido a partir de 1995, sendo o primeiro projeto de PIE - Produção Independente de Energia (*IPP - Independent Power Producer*) financiado, via *project finance*, no Brasil. O projeto envolve um produtor e um *offtaker*⁹⁸ privado e as tarifas de energia elétrica foram fixadas livremente entre as partes. A produção que exceder a energia contratada poderá ser vendida no mercado.

97 EPC Contract: Turnkey fixed-price Engineering, Procurement and Construction. Ver detalhes na Seção 4.5

98 Entenda-se *Offtaker*, neste caso, como comprador de energia elétrica.

Na visão do IDB, a configuração desse projeto representava um passo importante para a criação de um mercado competitivo de eletricidade no Brasil e sua participação representaria o apoio necessário a sua implementação.

A construção da usina foi viabilizada num prazo recorde de 36 meses quando foi inaugurada a primeira unidade de geração, em 24 de maio de 2002, disponibilizando 150 MW ao sistema elétrico brasileiro para comercialização.

Quadro 5: Cronograma do Projeto da UHE Cana Brava

Cronograma

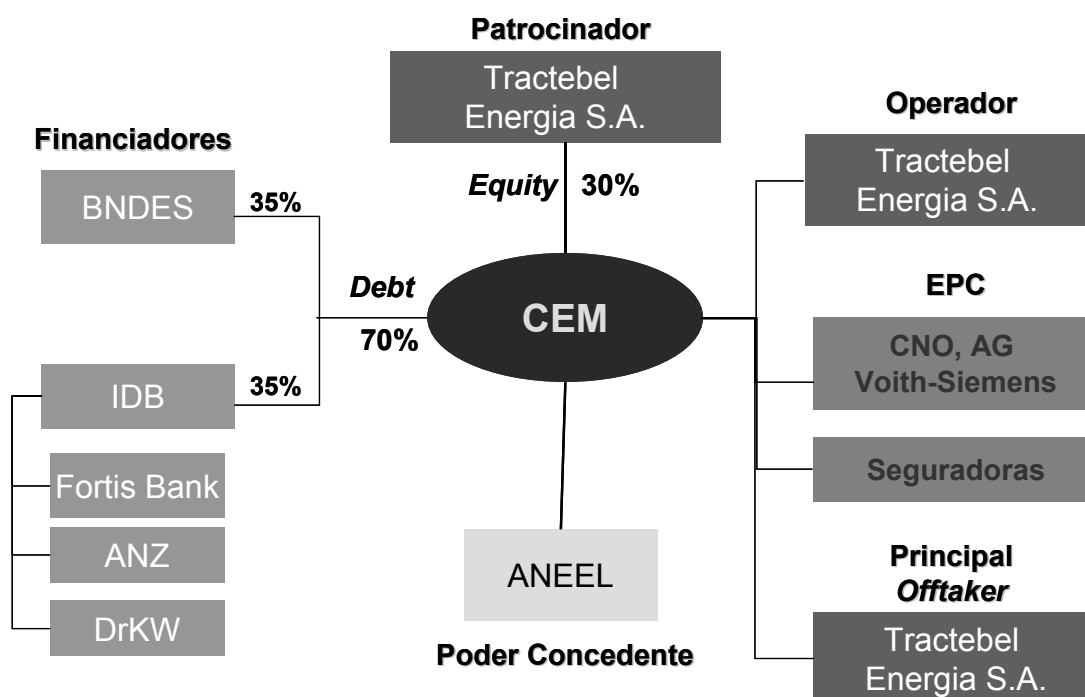
	Data Prevista*	Data Efetiva**
Concessão		ago/98
Aprovação do Projeto Básico		jan/99
Início das obras	mar/99	mai/99
Montagem da central de concreto		set/99
Início da concretagem da casa de força		mar/00
Início da concretagem do vertedouro		abr/00
Desvio do rio	abr/01	out/00
Fechamento do reservatório		jul/02
Entrada em operação da 1ª unidade de geração (150 MW)	ago/02	mai/02
Entrada em operação da 2ª unidade de geração (150 MW)	set/02	ago/02
Entrada em operação da 3ª unidade de geração (150 MW)	dez/02	set/02

(*) Dados apresentados no Relatório do IDB: "Cana Brava Hydroelectric Power Plant Environmental and Social Impact Report - BR/0304". May, 2000

(**) Dados disponibilizados pela Tractebel Energia: www.tractebelenergia.com.br

Fonte: IDB, Tractebel Energia

4.2.1 CEM - Companhia Energética Meridional



Fonte: Elaboração Própria

Figura 11: Estrutura do *Project Finance* da UHE Cana Brava

A CEM⁹⁹, anteriormente denominada Companhia Energética Mercosul, foi criada para desenvolver, projetar, financiar, segurar, construir, operar e manter a UHE Cana Brava constituída em 22/10/1997 pela Tractebel, com a finalidade de construir a usina e o sistema de transmissão a ela associada. Em 30/04/1999, o controle acionário passou para a Gerasul S.A., atual Tractebel Energia S.A.

A titularidade, desenvolvimento, projeto, financiamento, seguro, construção, operação e manutenção da usina hidrelétrica pela CEM está sujeita, *inter alia*, aos termos e condições do Contrato de Concessão, datado de 07/08/1998, firmado entre o Governo Federal do Brasil, agindo por meio da ANEEL, e a CEM, conforme alterado pela Resolução ANEEL nº 409, de 11/12/1998. A concessão inicial da CEM é de 35 anos.

⁹⁹ A CEM é uma Sociedade Anônima (S.A.) fechada constituída e regida pelas leis brasileiras.

4.3 Patrocinadores (Sponsors)

4.3.1 Tractebel Energia S.A.



A Eletrosul, empresa subsidiária da Eletrobrás¹⁰⁰, foi criada em 23.12.1968 para gerar, transmitir e comercializar energia elétrica na região Sul do país. A sua inclusão no PND exigia que ela fosse enquadrada no modelo desenhado pelo RE-SEB, o qual previa a desverticalização das suas atividades.

A cisão de seus ativos ocorreu em 23.12.1997, ficando as atividades relacionadas a geração e comercialização a cargo da Gerasul – Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. e a de transmissão com a Eletrosul¹⁰¹ – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.

O controle acionário (50,01%), pertencente ao Governo Federal, da Gerasul (atualmente, Tractebel Energia) foi concedido ao Grupo Tractebel em 15/09/1998, através de leilão de privatização promovido pela ANEEL, a produção e comercialização de energia elétrica por um período de 30 anos, podendo ser renovado.

A Tractebel possui atualmente 78,32% do controle acionário da Tractebel Energia S.A, cabendo ao Grupo, como acionista majoritário, a responsabilidade pela administração e pela expansão da empresa.

A Gerasul teve seu nome alterado em 22 de fevereiro de 2002 para Tractebel Energia. A nova denominação deve-se à expansão das atividades da empresa, cuja atuação passou de regional a nacional, e à consolidação da marca do acionista controlador, a Tractebel S.A. é responsável pelo setor de energia da SUEZ.

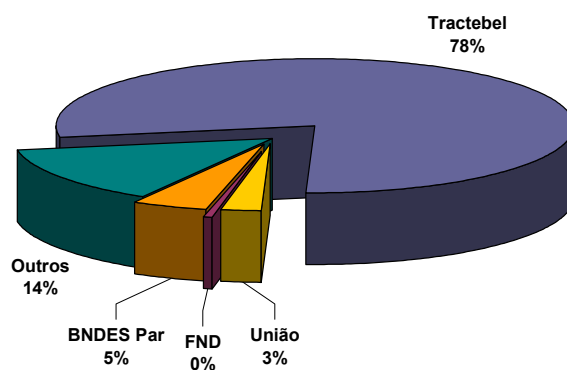
100 Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.: é uma sociedade anônima controlada pelo Governo Federal que tem como objetivo promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica no país. Atua em todo o território nacional, por meio de grandes empresas geradoras, das quais detém o controle acionário, suprindo distribuidoras e alguns grandes consumidores industriais, com as seguintes controladas: Eletronorte (Região Norte), Chesf (Região Nordeste), Furnas e Eletronuclear (Região Sudeste) e Eletrosul (Região Sul). Detém ainda 50% do capital acionário de Itaipu Binacional e participa do capital de algumas distribuidoras estaduais e privadas (Bonomi; Malvessi 2002).

101 A Eletrosul é uma empresa transmissora controlada pela Eletrobrás, destinada ao suprimento das concessionárias da região Sul (Copel, Celesc e Ceee) e da Enersul nos mercados dos respectivos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul e Mato Grosso do Sul. A Eletrosul possui uma malha de transmissão com 8,5 mil km de extensão, uma potência de transformação de 10,6 mil MVA e 27 subestações (Bonomi; Malvessi 2002).

A Tractebel Energia é uma sociedade anônima de capital aberto que gera soluções para o mercado brasileiro. Está sediada em Florianópolis (SC) e sua área de atuação são os estados da região Sul do país (Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná) e o estado de Mato Grosso do Sul. Atende uma área de 25 milhões de habitantes, responsável por 19% do PIB do Brasil.

A Tractebel Energia é a maior geradora privada do país com aproximadamente 4.966 MW, o que representa 8,2% da capacidade instalada, sendo 77,55% proveniente de geração hidrelétrica, 22,45% de geração termelétrica (carvão, óleo combustível e gás natural), além de importar da Argentina mais de 350 MW. A projeção é que em 2002 sejam acrescentados mais 902 MW a atual capacidade instalada.

A sua produção destina-se às distribuidoras de energia elétrica que integram o Sistema Elétrico Sul composto pelos estados de Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Além disso, atende a região através da venda energia elétrica a Furnas Centrais Elétricas S.A.



Fonte: Relatório de Administração da Tractebel Energia S.A. – 2001

Gráfico 8: Tractebel Energia S.A.: Composição Acionária em 27/03/02 (%)

Tabela 14: Portfólio da Tractebel Energia S.A.

Usinas em Operação	Usinas em Construção	Potência MW	Tipo	Localização	Estado
Salto Osório		1078	Hidrelétrica	Rio Iguaçu	PR
Salto Santiago		1420	Hidrelétrica	Rio Iguaçu	PR
Passo Fundo		226	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo	RS
	Cana Brava	450	Hidrelétrica	Rio Tocantins	GO
	Machadinho**	194	Hidrelétrica	Rio Pelotas	SC/RS
Itá *		1000	Hidrelétrica	Rio Uruguai	SC/RS
Total Hidrelétrica		4368			
Charqueadas		72	Termelétrica (C)	Charqueadas	RS
Alegrete		66	Termelétrica (OC)	Alegrete	RS
Jorge Lacerda		857	Termelétrica (C)	Capivari do Baixo	SC/RS
William Arjona		120	Termelétrica (GN/OD)	Campo Grande	MS
Total Termelétrica		1115			
Total		5483			

(*) Potência da UHE Itá: 1450 MW. Gerasul detém 69% o que equivale a 1000 MW

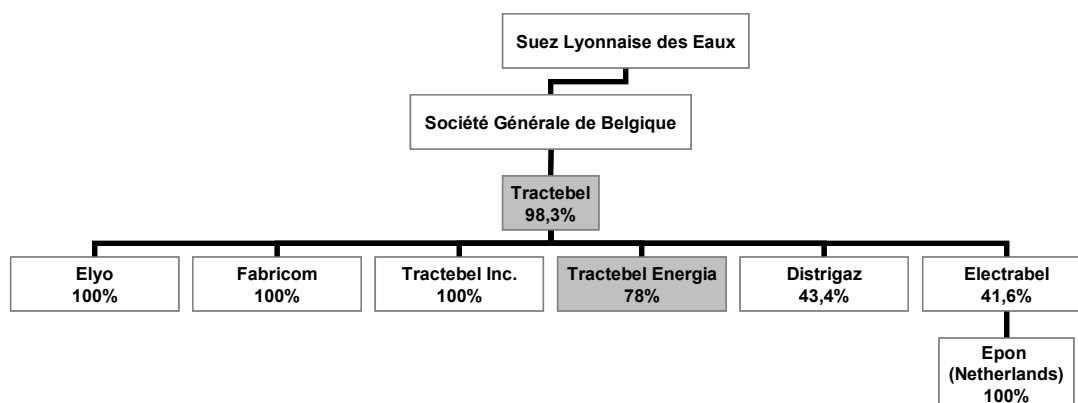
(**) Potência UHE Machadinho: 1140 MW. Gerasul detém 16,94% o que equivale a 194 MW

Fonte: Relatório de Administração da Tractebel Energia S.A. – 2001

4.3.2 Grupo Tractebel



Estrutura do Grupo Suez Lyonnaise des Eaux



A Tractebel S.A. é responsável pelo setor de energia da SUEZ, com sede em Bruxelas, Bélgica. A Tractebel S.A. é a maior empresa de serviços públicos da Europa e constitui-se na divisão de energia da Suez Lyonnaise des Eaux, um grupo em expansão,

internacionalmente ativo, e formado por empresas diversificadas com sede e administração na Bélgica. Atua em mais de 100 países nas áreas de eletricidade, energia, gás natural, engenharia, infra-estrutura, aproveitamento de resíduos e comunicação prestando serviços técnicos ou soluções relativas à sua área de atuação, enquadrando-se no conceito de "*multi-utility*". É o 5º produtor independente de energia do mundo, com capacidade instalada superior a 51.000 MW e transporta mais de 95 bilhões de metros cúbicos anuais de gás natural, sendo estas suas principais atividades.

A expansão da Tractebel está ocorrendo principalmente nos mercados da Europa e das Américas do Norte e do Sul. Este último é um dos mercados relevantes para a Tractebel desde que as privatizações dos empreendimentos estatais ganharam vulto, na década de 90. Na região, a Tractebel S.A. possui uma capacidade instalada de 7.781 MW e transporta cerca de 7,7 bilhões de metros cúbicos de gás natural por ano. A Tractebel Energia é o maior investimento da Tractebel fora da Bélgica.



Controladora da Tractebel, a SUEZ tem como missão fornecer o essencial à vida. É um dos cinco maiores produtores independentes de energia, líder mundial em serviços de água e em serviços de tratamento de resíduos na Europa, América do Sul e Ásia.

No Brasil, fazem parte da SUEZ diversas empresas reunidas em torno de três marcas centrais: Tractebel, Ondeo e Sita. A Tractebel controla, entre outras, a Tractebel Brasil, a Tractebel Sul, a Tractebel Energia e a Leme Engenharia. A Ondeo controla as empresas Nalco, Dégrémont, Águas de Limeira e Águas de Amazonas e a Sita controla a Veja e possui participação acionária na Essencis.

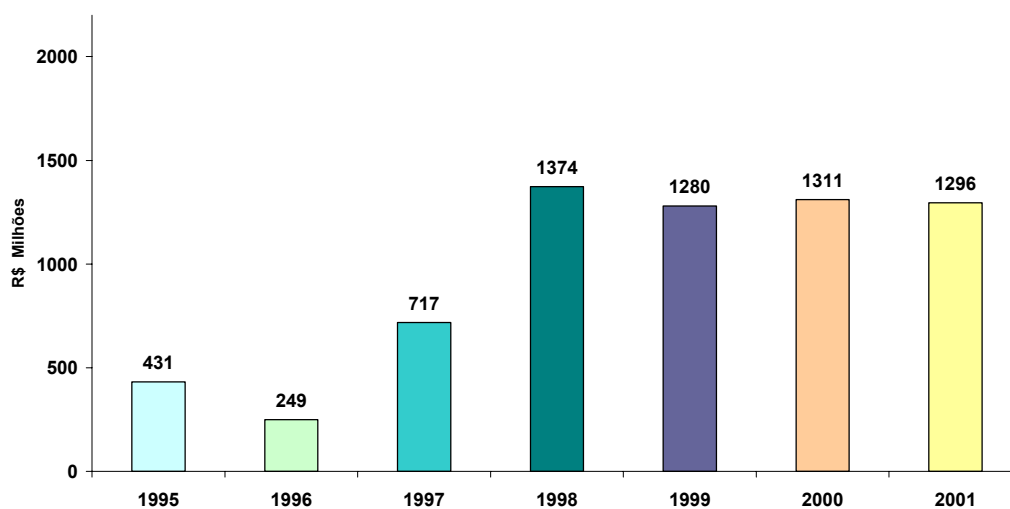
4.4 Financiadores (*Lenders*)

4.4.1 BNDES¹⁰²



O BNDES foi fundado em 1952 e é o único provedor nacional de financiamentos de longo prazo para o setor privado, por isso vem desempenhando um papel fundamental no desenvolvimento do *project finance* no Brasil.

Desde 1994 vem participando de inúmeros financiamentos nessa modalidade nos setores de transportes, energia elétrica, telecomunicações, petróleo e gás natural.



Fonte: BNDES

Gráfico 9: Desembolsos realizados pelo BNDES para Projetos de Energia

¹⁰² Para maiores detalhes, ver cap. 3.

Tabela 15: Projetos de Energia Enquadrados e os Aprovados pelo BNDES em 2000 e 2001

Ano	Projetos Enquadrados			Projetos Aprovados		
	Nº Projetos	Invest. (R\$ MM)	Financ. (R\$ MM)	Nº Projetos	Invest. (R\$ MM)	Financ. (R\$ MM)
2000	47	19.335	7.348	23	7.524	2.611
2001	22	3.506	2.023	14	5.840	1.649

Fonte: BNDES

Tabela 16: Carteira de Projetos da Área de Energia Financiados pelo BNDES em 2002

Natureza do Projeto	Investimento Total (R\$ milhões)	Participação BNDES (R\$ milhões)	Potência (MW)	Nº de Projetos
Energia Elétrica				
Geração	33.171	11.738	22.400	120
Hidrelétricas	15.273	5.257	12.318	33
Termelétricas	12.622	3.140	7.447	13
Energia Emergencial	699	164	541	3
Cogeração (Gás Natural e biomassa)	3.526	2.327	1.480	31
PCH's	955	774	571	38
Fontes Alternativas (eólica)	96	77	44	2
Transmissão	2.329	1.839	4.174 km	6
Distribuição	3.379	6.079		52
Expansão	3.379	1.461		19
Acordo Geral do Setor		4.618		33
Total Energia Elétrica	38.879	19.656		178
Petróleo e Gás				
Distribuição e Transporte de Gás Natural	4.491	1.669		15
Refino e Exploração & Produção	5.989	2.396		5
Total Petróleo e Gás	10.480	4.065		20
Outros*	2.106	720		
Total Projetos em Carteira	51.465	24.441		198

* inclui privatização, financiamento aos empregados na privatização, operações para transformar empréstimo ponte em financiamento de longo prazo etc.

Fonte: BNDES (posição em set/02)

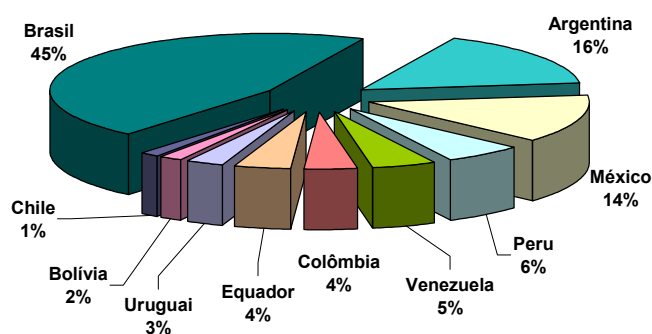
4.4.2 IDB (BID)¹⁰³



A participação do IDB no projeto da UHE de Cana Brava significava não só apoio para mitigar o risco econômico associado à possibilidade de racionamento, mas o seu papel mais importante foi validar e dar a credibilidade necessária ao processo de desregulamentação do SEB.

Em 2000, foram aprovados 7 empréstimos, 1 garantia de empréstimo, 3 operações de cooperação técnica e 5 financiamentos para o Brasil, sendo o país que obteve o maior percentual dos recursos disponíveis do IDB, em relação aos países da América Latina, como pode ser observado no Gráfico 10. A Tabela 14 apresenta os recentes projetos financiados pelo IDB, acumulados já são 280 projetos aprovados para serem financiados num total de US\$ 22.106 milhões e os desembolsos já totalizaram US\$ 16.981 milhões.

Total: US\$ 7.068 milhões (2000)



Fonte: Relatório Anual do IDB 2000

Gráfico 10: Distribuição de Recursos do IDB por País em 2000 (%)

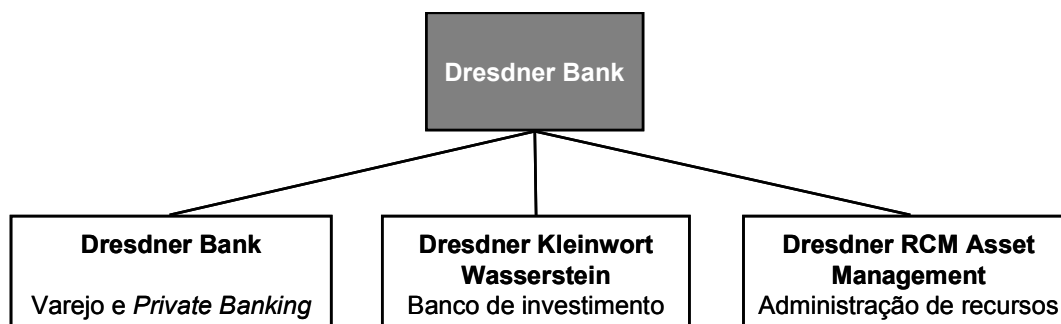
¹⁰³ Para maiores detalhes, ver cap. 3.

Tabela 17: Projetos Financiados pelo IDB no Brasil a partir de 1996

Projeto	Tipo	Característica	Investimento (US\$ milhões)	Participação IDB (US\$ milhões)	Localização	Ano
Linha Amarela	Transporte	-	40	A-Loan: 10 B-Loan: 10	RJ	1996
UHE Itá	Geração Hidrelétrica	1450 MW	978 Capital Próprio: 248	A-Loan: 76 B-Loan: 266	RS/SC	1997
Interconexão Norte-Sul	Linha de Transmissão	1030 KM	936	307	N-S	1997
Rodovia da Região dos Lagos	Transporte	-	70,1	N.D.	RJ	1997
UTE Uruguaiana	Geração Termelétrica	600 MW	350	N.D.	RS	1998
Rodovia Castello-Raposo	Transporte	-	478	N.D.	SP	1998
YBC Energia (Garantia contra Risco de Conversibilidade e Transferência)	Distribuidora de EE	N.D.	345	US\$ 100-200	SP	1999
Rodovia Anhanguera-Bandeirantes	Transporte	-	514,3	A-Loan: 50 B-Loan: 46	SP	1999
Linha Amarela II	Transporte	-	110,4	N.D.	RJ	1999
Rodovia Imigrantes	Transporte	-	475	A-Loan: 75 B-Loan: 80	SP	1999
UHE Cana Brava	Geração Hidrelétrica	450 MW	426 Capital Próprio: 128	A-Loan: 75 B-Loan: 85,2	GO	2000
UHE Dona Francisca	Geração Hidrelétrica	125 MW	118 Capital Próprio: 41,3	A-Loan: 16 B-Loan: 25	RS	2000
Light (Garantia Risco Político)	Distribuidora de EE	-	270	Cobertura 100-200	RJ	2000-2001
Projeto Energia Norte	Geração Termelétrica	125 MW	N.D.	A-Loan: 23,7 B-Loan: 37,2	PA/RO/AC	2000
UTE Pernambuco	Geração Termelétrica	520 MW	403,5	192,4	PE	2000

N.D.: Informações não disponíveis na home-page do IDB

Fonte: www.iadb.org



O Dresdner Kleinwort Wasserstein (DrKW) é uma divisão de banco de investimento do Dresdner Bank, que atualmente é membro do Allianz Group. O objetivo dessa parceria foi criar uma instituição financeira integrada e líder em serviços bancários de investimento e seguro, oferecendo uma grande variedade de produtos e serviços para corporações, instituições e governos.

Atuam como assessores e estruturando fusões e aquisições, emissão de ações, financiamento, pesquisa entre outros produtos com forte presença global nos seguintes setores: instituições financeiras, telecomunicações, tecnologia e energia.

Histórico na América Latina e Brasil

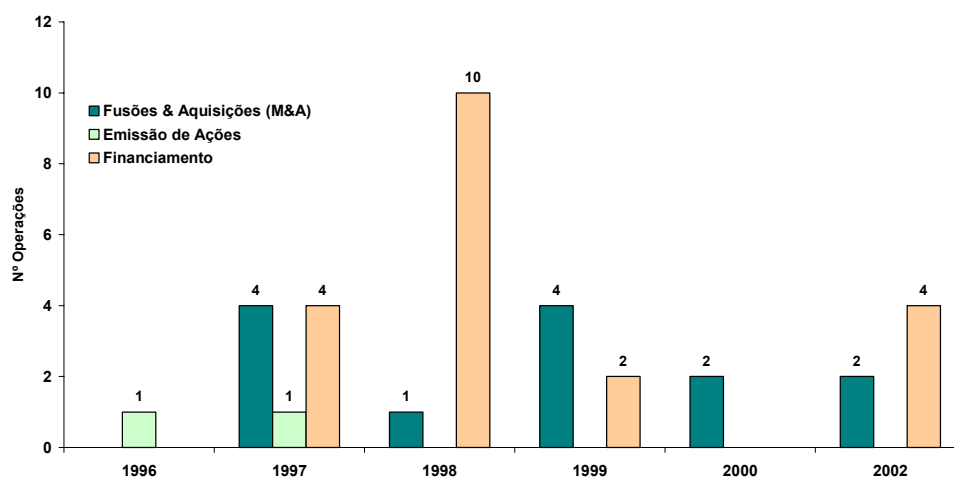
A atuação do atual DrKW teve início em meados da década de 90, concomitantemente com a Reforma do Estado Brasileiro e o sucessivo processo de privatização. Inicialmente através da placa do banco inglês Kleinwort Benson (KB) que mais tarde foi incorporado pelo grupo alemão Dresdner Bank, resultando no Dresdner Kleinwort Benson. A atual configuração do Dresdner Kleinwort Wasserstein (DrKW)¹⁰⁴ é resultado da incorporação, em 2000, da instituição norte-americana de investimento Wasserstein Perella ao grupo Dresdner Bank.

O DrKW participou ativamente do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro ao estar envolvido em importantes operações ao longo deste processo, conforme apresentado no Quadro 6. Verificamos no Gráfico 11 que a maior concentração

¹⁰⁴ Para fins específicos deste trabalho, estaremos delimitando a nossa análise somente ao setor de energia no que se refere a atuação local do DrKW.

das operações ocorreram entre 1997-1999, período que coincide com a privatização das principais distribuidoras de energia elétrica e de gás natural, e importantes geradoras federais e estaduais.

Foram os pioneiros no país na estruturação de financiamentos em energia, via *project finance*. No final de 2001, a área responsável pelas operações de financiamentos estruturados foi desfeita.



Fonte: DrKW

Gráfico 11: Operações do DrKW relacionadas ao setor de energia entre 1996-2002

Quadro 6: Principais Operação do DrKW no Setor de Energia Brasileiro

Corporate Finance				Project Finance			
Privatização & Reestruturação	Fusões & Aquisições	Financiamento	Emissão de Ações	E&P	Projetos de Gás	UTE's	UHE's
BNDES: Furnas Assessoria financeira para reestruturar, valorar e privatização de Furnas	PP&L: Cemar Assessoria na aquisição da Cemar pela PP&L	Light: AES Financiamento de investimentos das subsidiárias da AES & Houston na Light	Celesc Co-cordenador da Oferta Primária de Ações na Bolsa de Valores de Londres (IPO)	Petrobras: EVM Assessoria na estruturação do financiamento	Petrobras: Projeto Cabiúnas Co-organizador do financiamento	Enron: UTE Cuiabá (MT) Assessoria no financiamento	CEM: UHE Cana Brava (MT) Financiamento do primeiro project finance de uma usina de energia no Brasil junto com o IDB
BNDES: Gerasul Assessoria para reestruturar, valorar e privatização da Gerasul	Duke Energy: Cesp Paranapanema Assessoria na aquisição da Cesp Paranapanema pela Duke Energy	Enron: Elektro Estruturação e Suporte financeiro na aquisição da Elektro	Copel Coordenação da Oferta Pública de Venda de Ações	Barracuda & Caratinga: Petrobras Organizador do financiamento	YPFB e Enron: Gasbol Assessoria no financiamento	Copel, El Paso e Petrobras: UTE Araucária (PR) Assessoria na estruturação do financiamento	UHE Machadinho: co-líder e organizador com o ABN AMRO no financiamento junto ao IDB
Gov. Bahia: Coelba Assessoria, preparação e execução da privatização da Coelba	Endesa: Cerj Assessoria e Coordenação da oferta e aquisição das ações minoritárias da Cerj pela Endesa	Eletropaulo Metropolitana: Light Financiamento do empréstimo ponte na aquisição da Eletropaulo			TSB: Assessoria financeira na construção do Gasoduto		UHE Campos Novos (SC): Assessoria ao consórcio no financiamento
Gov. Paraná: Copel Assessoria para privatização da Copel	Shell: Comgás Assessoria ao consórcio Shell & BG na aquisição da Comgás	Cemig: AES & SEI Assessoria na aquisição de 33% da Cemig pela AES & Sei					
Gov. RGS: CEEE Assessoria para reestruturar e privatizar a CEEE							

Fonte: DrKW Brasil (fev/2002) – Elaboração Própria

4.4.4 Fortis



O Fortis é um grupo belga que atua como seguradora e banco de investimento desde de dezembro de 1990. Na Bélgica, é o segundo maior provedor de serviços financeiros com uma participação no mercado de cerca de 30%.

Em 1990, o grupo tinha 19.000 empregados e em 2001 já eram 69.000, quanto ao volume capitalizado passou de EUR 2,6 bilhões para 35,3 bilhões em 2001.

A atuação no Brasil e na América Latina ainda é marginal, mas tem como um de seus desafios aumentar a exposição em outros continentes fora da Europa.

4.4.5 ANZ – Australia and New Zealand Banking Group Ltd



O ANZ é uma instituição financeira australiana e presta serviços bancários e financeiros, sendo líder neste mercado e estar entre as 100 maiores instituições financeiras do mundo.

O ANZ possui uma atuação abrangente nos mercados da Austrália, Nova Zelândia e Ásia enquanto nas demais regiões sua participação fica restrita a sua divisão de *corporate banking* (banco corporativo) oferecendo produtos especializados como: *project finance* e financiamento estruturado.

Quadro 7: Principais Operações do ANZ no Setor de Energia Brasileiro

ANZ: Atuação no Setor de Energia Brasileiro

Projetos	Data	Participação ANZ
UHE Cana Brava	2000	Organizador
EVM Campo de E&P	2000	Organizador
UTE Pecém	1998	Assessor
Privatização AES Sul	97/98	Organizador
UHE Dona Francisca	1997	Assessor
UHE Guilman Amorin	1997	Financiador do Emprést. B IFC
UHE Samarco	1997	Financiador do Emprést. B IFC
Privatização Light	1996	Co-Agente

Fonte: Clifford Chance Rogers & Wells

4.5 Consórcio de EPC

4.5.1 Construtores

4.5.1.1 CNO - Construtora Norberto Odebrecht



A CNO foi fundada em 1945 e é hoje uma empresa líder na prestação de serviços EPCM (*Engineering, Procurement, Construction and Management* - Engenharia, Suprimento, Construção e Gerenciamento). Relativo ao setor elétrico, foi responsável pela construção de 46 mil MW de usina hidrelétricas e cerca de 4 mil Km de linhas de transmissão de energia elétrica, o que tornou a CNO uma das mais experientes construtoras brasileiras nesse mercado¹⁰⁵.

4.5.1.2 AG - Andrade Gutierrez



A Andrade Gutierrez foi fundada em 1948 e é uma das três maiores empresas de construção pesada do Brasil e líder em outros setores da economia, como concessões públicas e telecomunicações.

A construtora já executou obras nas mais diversas regiões - na Amazônia; no semi-árido brasileiro; no deserto e florestas da África; montanhas dos Andes; praias do Caribe; e grandes metrópoles como São Paulo e Rio de Janeiro, cidade do México e Miami.

Concernente ao setor elétrico, participando da construção de 13.411 MW's de usinas hidrelétricas e 7.664 MW's de usinas termelétricas. Além de estar construindo mais 1.750 MW's em usinas hidrelétricas no Brasil¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Para maiores detalhes, ver ANEXO IV.

¹⁰⁶ Para maiores detalhes, ver ANEXO IV.

4.5.2 Fornecedores de Equipamentos (*Supplier*)

4.5.2.1 Voith-Siemens Hydro Power Generation

The Siemens logo, consisting of the word "SIEMENS" in a bold, black, sans-serif font.The Voith logo, featuring the word "VOITH" in a stylized, blue, sans-serif font with a white outline.

Em 04 de abril de 2000, J.M. Voith AG e Siemens AG uniram suas atividades na área de usinas hidrelétricas em uma nova empresa, Voith Siemens Hydro Power Generation, com participação de 65% Voith e 35% Siemens; que nasceu com o objetivo de alcançar a liderança mundial em hidrogeração de energia. A sede da nova empresa está em Heidenheim na Alemanha, com 2.200 colaboradores, e, fábricas em diversos países.

Na área de hidrogeração, Siemens e Voith se complementam de forma ideal: a Voith é um qualificado fabricante de turbinas e equipamentos mecânicos e a Siemens um renomado fabricante de geradores e equipamentos elétricos. A união trouxe, portanto, grandes benefícios aos clientes deste segmento. Na China, Voith e Siemens têm, desde 1994, uma *joint-venture* com a Shanghai Heavy Electric.

A Voith Siemens Hydro no Brasil tem suas duas unidades fabris no Jaraguá e Lapa, ambas em São Paulo, sendo considerada Centro de Competência Mundial para todo o grupo na fabricação de rotores de turbinas.

Os primeiros projetos conjuntos das duas empresas foram realizados no final do século XIX e a parceria permanece até hoje, nos mais diversos projetos como Sanxia, Guangzhou II, na China; Gitaru, no Kenya e na grande maioria dos projetos brasileiros, tais como: Itaipu, Xingó, Lajeado, Cana Brava, Machadinho, Porto Estrela etc.

A gama de produtos da nova empresa engloba desde o fornecimento de equipamentos mecânicos de unidades de pequeno porte até grandes unidades (até 750 MW) e abrange também as mais modernas técnicas de geração e transmissão para todos os tipos e tamanhos de usinas hidrelétricas. A capacidade mundialmente instalada pela Voith atinge 200 mil MW enquanto a da Siemens é de 110 mil MW.

4.6 Consultores

Quadro 8: Consultores Contratados

Financeiro	Legal	Seguros	Engenheiro Independente
Dresdner Kleinwort Wasserstein	Machado Meyer		RW Beck International
Fortis Bank	Clifford Chance Rogers & Wells	AON Risk Service	Engecorps
Nieto Auditores e Consultores	Souza, Cecsos, Avedisan, Barrieu e Flesch		Projetista: Intertechne
Meio Ambiente			Programas Sociais
Universidade Federal de Goiás - UFG	Instituto Geabrasil	GN Consult	
Universidade de Brasília - UNB	Engenharia Ambiental - ECSA	Magnaterra	Vidaser Planej. Gestão Sócio-Ambiental
Universidade Católica do Goiás - UCG	CGR Meio Ambiente	Harza Hidrobrasileira	
Remanejamento e Reassentamento		Resgate da Flora e Fauna	
Geotec Eng. e Planej. Ambiental		Cenargem	
John Renshaw		Naturae Proj. e Cons. Ambiental LTDA	

Fonte: Contrato CEM; Relatório UHE Cana Brava

4.7 Riscos do Projeto¹⁰⁷

4.7.1 Risco Geológico

O risco geológico na construção de uma usina hidrelétrica consiste no encarecimento das escavações para a construção da barragem devido à presença de algum material diverso previsto nas sondagens.

4.7.2 Risco Hidrológico

O risco hidrológico é pertinente tanto na fase de construção como na operação da usina. Durante a construção, o risco decorre da formação de ensecadeiras e da vazão ser superior àquela calculada estatisticamente. Usa-se, nestes casos, vazão de cinquenta anos.

Após a construção, há a possibilidade de vazão ser inferior àquela prevista originalmente. A capacidade de geração de energia de uma usina hidrelétrica é limitada pela disponibilidade de água, em função do volume armazenado no reservatório e das chuvas.

4.7.3 Risco Arqueológico

O risco arqueológico consiste na descoberta de fósseis e sítios na área da construção ou do reservatório.

4.7.4 Risco de Construção

Risco de performance de mão-de-obra dos fornecedores de bens e serviços, riscos de acidentes ocorridos na fase de fabricação das máquinas e equipamentos, risco de erro do projeto, riscos de danos causados por atos da natureza, riscos de perda e danos em decorrência de acidentes durante transportes, risco de atraso no término das obras e serviços, risco de performance dos equipamentos e risco de perda de resultado futuro.

¹⁰⁷ Informações retiradas do Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures da ITASA – Itá Energética S.A., 13/02/2001.

4.7.5 Risco de Operação & Manutenção

Os riscos de operação e manutenção consistem em: riscos de acidentes ocorridos durante a operação, risco de danos materiais e/ou pessoais provocados a terceiros, risco de danos causados por atos da natureza, risco de performance de mão-de-obra dos operadores e risco de perda de resultado em decorrência de acidentes.

4.7.6 Risco dos Patrocinadores

Trata-se do risco de insuficiência de recursos por parte de um ou de mais Patrocinador em efetuar os aportes de capital necessários.

4.7.7 Risco de Ambiental

O risco ambiental é de suma importância em um projeto hidráulico, dada a necessidade de realocação de pessoas, da fauna e flora e da mudança do ecossistema.

4.7.8 Riscos Relativos à Economia Nacional

4.7.8.1 Endividamento em Moeda Nacional

O endividamento em moeda local, em sua grande parte, sujeito a taxas de juros pós-fixadas por diversos indexadores, dos quais o de maior preponderância é a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Caso haja uma elevação dos juros da economia que influenciem esses indexadores, o endividamento em moeda local será elevado, podendo levar a um descasamento entre suas receitas e despesas financeiras.

4.7.8.2- Impacto da Inflação Elevada

O Brasil tem apresentado, historicamente, taxas de inflação extremamente altas. A inflação e algumas medidas governamentais destinadas a combatê-la geraram, no passado, significativos efeitos sobre a economia do País.

O Plano Real, introduzido em 1994, resultou na redução sustentada do nível de inflação no País até o fim de 1998. Entretanto, a crise nos mercados internacionais acabou por levar o Governo brasileiro a promover, no início de 1999, uma mudança na política cambial vigente desde a introdução do Plano Real, o que acarretou forte

desvalorização da moeda brasileira e trouxe novas incertezas quanto à manutenção das baixas taxas de inflação e ao cumprimento dos contratos de concessão, principalmente, com as distribuidoras de energia elétrica que fornecem a energia proveniente da Usina Hidrelétrica de Itaipú cuja tarifa é cotada em dólar.

Ao longo de 2000, este tema foi exaustivamente discutido, pois mais uma vez o Governo intervém no mercado “congelando tarifa” temendo o impacto inflacionário sobre a economia. Ou seja, no momento do primeiro reajuste das tarifas a desvalorização cambial de janeiro de 1999, as distribuidoras de energia elétrica não puderam repassar o aumento dos custos não-gerenciáveis referentes a Parcela A, somente os custos gerenciáveis referentes à parcela B reajustado pelo IGPM¹⁰⁸.

Conclusão, além do desequilíbrio econômico-financeiro iniciou-se um período de instabilidade decorrente do aumento do Risco Regulatório e Político uma vez que não cumprimento dos contratos pode afetar negativamente os negócios da Concessão, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

4.7.8.3 Efeitos da Instabilidade da Taxa de Câmbio

A desvalorização efetiva do real perante o dólar (EUA) pode afetar os negócios da Concessão e das Empresas, sua condição financeira e seus resultados operacionais conforme descrito na seção 4.1.2.2.

No início de 1999, a moeda brasileira sofreu substanciais desvalorizações em relação ao Dólar, diante da adoção da nova política cambial, que se caracteriza pela livre flutuação da moeda brasileira. Desde a introdução desta política, a moeda brasileira, além de se desvalorizar, tem apresentado grande volatilidade, não sendo possível prever o comportamento da paridade do Real em relação ao Dólar. Tendo em vista a forte dependência de financiamento externo para os projetos de energia, esta variável influencia fortemente a decisão dos investidores¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Índice Geral de Preços de Mercado calculado e divulgado pela FGV (Fundação Getúlio Vargas).

¹⁰⁹ Ver os impactos da instabilidade da taxa de câmbio na Matriz de Risco, seção 4.7.2.

4.7.8.4 Efeitos da Flutuação das Taxas de Juros Local e Internacional

A EPC financiou 70% dos recursos necessários à sua implantação, sendo 35% em moeda nacional e 35% em moeda estrangeira. Dessa forma, elevações nas taxas de juros locais e/ou internacionais poderão afetar negativamente os seus resultados.

4.7.8.5 Efeitos do Nível de Atividade Econômica

Dado que a demanda de energia elétrica está vinculada ao crescimento econômico do país, sem dúvida uma retração na economia brasileira, ocasionada tanto por crises internas como por crises externas, pode afetar o fluxo de caixa do projeto.

4.7.8.6 Risco decorrente de Inadimplemento do Contrato de Concessão

Em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da Legislação aplicável, a empresa concessionária estará sujeita à caducidade da Concessão, significando a extinção da concessão declarada por decreto do poder concedente e mediante instauração de processo administrativo e comprovação da inadimplência.

A declaração da caducidade ocorre sem indenização prévia das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuar e atualidade do serviço concedido. Declarada a caducidade, o poder concedente não é responsável por qualquer encargos, ônus, obrigações ou compromissos com terceiros ou com empregados da concessionária.

4.8 Matriz de Risco

Risco do Projeto⁽¹⁾

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Regulatório	1. Mudança de Lei		1. Suporte previsto no CSCP
	1.1. Acordada ⁽²⁾	1.1. Aumento do serviço da dívida	1.1. • Repasse para a tarifa de EE: CEM justificará a origem e o valor do reajuste para que o comprador de EE, por sua vez, repasse os custos para a tarifa do consumidor final. • No caso de bloqueio do reajuste pela ANEEL ou qualquer órgão do governo: a participação do BNDES e do IDB são considerados fatores mitigantes para este risco.
	1.2. Não Acordada	1.2. Mudança nas Circunstâncias	1.2. CEM e o Comprador negociam de "boa fé" uma forma de repassar estes custos para a tarifa.

(1) Esses riscos aplicam-se a todas as etapas do projeto.

(2) Custos previstos em contrato, como: CCC; uso da água; ICMS; Taxas e Impostos.

Riscos na Fase de Construção

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Operacional	1. Atraso na obtenção de Autorizações e Licenças ⁽¹⁾	1. Atraso no início da operação e na geração de caixa do projeto	1. A CEM é responsável pela obtenção das licenças: todas as licenças e autorizações foram obtidas dentro do prazo.
	1.1. Órgãos Governamentais		1.1. Atraso por parte das autoridades, acionar-se-á o gatilho para extensão do prazo do contrato de concessão da ANEEL.
	1.2. CEM		1.2. O PPA não prevê multas por atraso, mas haverá impacto sobre a receita do projeto.
	2. Atraso no processo de expropriação de terras	2. Atraso no início da operação e na geração de caixa do projeto	2. Planejamento estruturado; contratação de profissionais experientes; apoio político.
	3. Atraso no assentamento	3. Perda de receita: impacto no fluxo de caixa do projeto	3. Planejamento cuidadoso; baixa densidade demográfica e atividade econômica inexistente: ConsAss.
	4. Aumento custo de assentamento	4. Aumento dos custos totais do projeto	4. Planejamento cuidadoso; baixa densidade demográfica e atividade econômica inexistente (ConsAmb/Aporte Contingencial do Patrocinador/CSCP).
	5. Risco tecnológico	5. Perda de receita: impacto no fluxo de caixa do projeto	5. Fornecedores experientes; tecnologia comprovada. O SEB possui larga experiência na construção de hidrelétrica.
	6. Defeitos não solucionáveis	6. Perda de receita; aumento dos custos de operação; gasto de capital adicional	6. Garantia C&S do EPC; EPC experiente; tecnologia comprovada; EPC oferece garantia total nesse período e assume responsabilidade financeira por defeitos.
	7. Falha nos testes de aceitação ou outros aspectos de comissionamento	7. Direitos de rejeição do projeto pela CEM, ANEEL e EI	7. Teste inspecionado pelo EI, baixo risco de falha nos testes. Entendimento dos requerimentos da ANEEL: Contrato de concessão requer uma planta de 450 MW e o Contrato de EPC garante uma planta min. de 471 MW, provisionando uma margem de 4,5%. As possíveis P/M's performance seriam pagas pela construtora até o cap, dependendo do problema.
	8. Atraso do DOC devido à inadimplência ou má administração da construtora	8. Possibilidade de perda da concessão	8. Penalidades previstas inibidoras, capazes de cobrir o serviço da dívida. IE: baixo risco de se aplicar P/M; Performance Bond ⁽²⁾ suficiente. O EPC cumpriu as metas previstas e a data de conclusão foi antecipada.

(1) A lista dos requerimentos necessários à viabilização do projeto e os respectivos Decretos, Resoluções, Licenças, Certidos, Autorizações e Declarações emitidos pelos órgãos responsáveis.

(2) Performance Bond: bônus por performance

Riscos na Fase de Construção

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Financeiro	1. Inflação	1. Aumento do custo de capital; insuficiência e/ou redução dos fundos provisionados	1. Premissa de inflação conservadora: tarifa de energia elétrica é reajustada pelo IGP-M (PPA)
	2. Desvalorização do Real	2. Elevação do custo do projeto	2. Custos do projeto são em Reais, minoria dos componentes importados (IE)
	3. Aumento da taxa de juros	3. Aumento do serviço da dívida	3. Parcela em US\$: taxa de financiamento fixa. Atestada pela Análise de Sensibilidade realizada pelo Modelo Financeiro dos Financiadores. (TR) Parcela em R\$: TJLP - variação acima da inflação é coberta pelo CSCP
	4. Aumento dos custos do contrato de EPC	4. Redução do fundo de provisionamento: Aporte contigencial limitado	4. EPC experiente; tecnologia comprovada; aprovação do EI
	5. Orçamento insuficiente	5. Aumento do custo de capital; insuficiência e/ou redução dos fundos provisionados	5. Orçamento adequado (EI); valor fixado no contrato de EPC
	6. Falência do EPC	6. Interrupção da cronograma; perda de receita; possibilidade de perda da concessão	6. Consórcio de EPC tem responsabilidade C&S; Contrato de EPC/Performance Bond cobrem o término da construção; seguros de boa qualidade
	7. Risco de crédito do EPC	7. Interrupção da cronograma; perda de receita	7. Pagamento efetuado de acordo com as metas atingidas; <i>Performance Bond</i>
	8. Capital Próprio (<i>Equity</i>) não disponível quando programado	8. Deficiência de Capital; atraso no cronograma; penalidades da concessão	8. Disponível até o final da construção: Carta de Fiança R\$ 20 milhões e Aporte Contingencial de Capital (8%) para construção (CSCP)
	9. Orçamento insuficiente	9. Aumento do custo de capital; insuficiência e/ou redução dos fundos provisionados	9. Orçamento adequado (EI); valor fixado no contrato de EPC

Riscos na Fase de Construção

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Força Maior	1. Eventos Naturais	1. Aumento dos custos do projeto; atraso no cronograma; impacto no fluxo de caixa	1. Seguro cobre a ocorrência de eventos naturais: incêndio; terremoto etc.
	2. Atos do Príncipe	2. Aumento dos custos do projeto; atraso no cronograma; impacto no fluxo de caixa	2. Contingência do patrocinador, extensivo ao PPA
Ambiental	1. Risco Geológico	1. Aumento dos custos do projeto	1. EPC assume o risco geológico, considerado baixo pelo EI
	2. Danos irreparáveis ao meio ambiente	2. Aumento dos custos do projeto; pagamento de multas ambientais; perda da concessão	2. Seguro contra terceiros provisionado e atestado pela ConsSeg. Aporte contigencial dos patrocinadores (CSCP). Contrato EPC estabelece que a contratante não arcará com qualquer obrigação na hipótese de descumprimento ou criação de passivo ambiental resultante de qualquer ação ou omissão do EPC ou do descumprimento, por parte do EPC, de suas obrigações previstas no contrato.
	3. Descobertas arqueológicas ou geológicas relevantes	3. Atraso no cronograma do projeto; perda de receita	3. Obrigação do EPC; baixo risco geológico; boa qualidade das rochas; baixas escavações (IE). O EPC declara conhecimento e familiaridade com as condições geológicas, sísmicas, hidrológicas, subaquáticas, climáticas, meteorológicas, topográficas do solo e do subsolo, bem como de todas as demais características do local.
Hidroológico	4. Risco de alagamento	4. Atraso no desvio do rio e no trabalho de construção	4. Baixo risco de alagamento. Risco potencial é de no máx. 2-4 meses para a reconstrução e/ou retornar a obra da ensecadeira (IE). Documento do ONS declara que o nível e o fluxo do rio serão controlados pela UHE Serra da Mesa até o período de desvio do rio.

Riscos na Fase de Operação

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Operacional	1. Performance da Operação: Falha na operação e manutenção da planta	1. Redução da Performance da operação e deterioração dos ativos; perda de receita; multas impostas pelo ONS/ANEEL	1. Programa extensivo de treinamento de operação requerido. EPC/Gerasul: operadores experientes. Contrato de LP de O&M com multas apropriadas de performance, que cobrem também as multas impostas pelo ONS.
	2. Performance da Operação: Problemas mecânicos	2. Perda de receita; multas impostas pelo ONS	2. EPC: garantia de 5 anos para construção civil e 2 anos para equipamentos (ConsSeg).
	3. Performance da Operação: Indisponibilidade da usina devido à falha do ONS ou falha do sistema	3. Perda de receita	3. MRE cobre falha do sistema e do ONS (ConsMerc).
	4. Energia não despachada quando disponível		
	4.1. ONS não despacha	4.1. Não há geração de energia elétrica	4.1. MRE garante o nível da energia assegurada através do pagamento pelo preço de otimização.
Sistema	4.1. Offtaker não está preparado para receber energia	4.1. Energia elétrica não é entregue ao Offtaker	4.1. Pagamento mensal do PPA ocorre independente da utilização de energia elétrica.
	1. ANEEL altera o nível da energia assegurada da UHE Cana Brava	1. CEM terá que reduzir o nível da energia contratada; perda de receita	1. Redução da energia assegurada está limitada por regulamentação (Decreto 26.557).

(1) Lista dos requerimentos necessários à viabilização do projeto e os respectivos Decretos, Resoluções, Licenças, Certidões, Autorizações e Declarações emitidos pelos órgãos responsáveis.

(2) Performance Bond: Bônus por Performance

Riscos na Fase de Operação

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Financeiro	1. Inflação	1. Aumento dos custos afetam a capacidade do serviço da dívida e/ou retorno do capital	1. Baixo custo de O&M; tarifa de energia elétrica reajustada anualmente pelo IGP-M (PPA)
	2. Desvalorização do Real	2. Aumento do serviço da dívida referente ao empréstimo em US\$	2. Empréstimo em US\$: menor parcela (≈ 40% do financiamento). Análise de sensibilidade satisfatória. Cobertura da CCSD durante 6 meses. Gerasul se compromete a fornecer fundos a CEM sempre que necessário na forma de contribuições de capital e/ou empréstimos do patrocinador limitado a um valor definido como 15% do total da dívida do DOC. Esse cap ¹ vale para TJLP e para US\$ (CSCP)
	3. Aumento da TJLP	3. Aumento do serviço da dívida relativo ao empréstimo do BNDES	3. Análise de sensibilidade satisfatória; cobertura da CCSD durante 6 meses. Tractebel Energia compromete-se a fornecer fundos a CEM sempre que necessário na forma de contribuições de capital e/ou Empréstimo do Patrocinador limitado a um valor definido como 15% do total da dívida no DOC. Este cap vale para TJLP e para o dólar (CSCP)
	4. Aumento das taxas de juros internacionais	4. Aumento do serviço da dívida relativo ao empréstimo em US\$	4. Análise de sensibilidade satisfatória: CCSD assegura 6 meses um aumento da taxa de juros acima do provisionado para o empréstimo B (taxa de juros variável)
	5. Caixa disponível insuficiente	5. Serviço da dívida ameaçado	5. Orçamento anual planejado pelos financiadores; Modelo financeiro dos financiadores compatível com a política de dividendos; controle das contas do projeto pelos financiadores (CSCP)
	6. Custos de O&M acima do orçamento	6. Aumento dos custos operacionais	6. Conta de Reserva de manutenção: Custo de O&M compatível com o padrão de mercado (EI). Preços fixos reajustados somente pela inflação brasileira.
Pagamento do Offtaker	1. Risco Tractebel Energia	1. Perda de receita	1. CSCP estabelece como mitigante uma Carta de Fiança com valor nominal equivalente a 20% da previsão dos custos do projeto, caso a Gerasul não apresente qualidade de crédito antes da operação (medida por teste financeiro). O pagamento do Equity ² adicional, de até 20% do custo do projeto, será coberto pelo aval da Tractebel S.A. (CSCP)
	2. Suspensão do PPA: inadimplência da CEM/Tractebel Energia como sócio/operador	2. Perda de receita	2. CSCP cobre o pagamento da dívida por suspensão do PPA. A Gerasul se compromete a não demandar da CEM ressarcimento relacionado a rescisão do PPA.
	3. Suspensão do PPA: inadimplência de terceiros	3. Perda de receita	
	3.1. Offtaker		3.1. Tractebel Energia se compromete perante ao IDB a pagar indenização pela rescisão do PPA por terceiros.
	3.2. Rescisão arbitrária		3.2. Tractebel Energia paga sua parcela Pro-Rata dos empréstimos menos qualquer valor devido a título de indenização por rescisão que tenha sido pago.

(1) Segundo Fortuna (1997), o cap funciona como uma espécie de seguro, garantindo o pagamento da diferença entre o valor da taxa estabelecida como máxima e o valor que ocorrer acima deste limite calculado sobre o valor do empréstimo.

Riscos na Fase de Operação

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Força Maior	1. Eventos Naturais que afetem a Usina	1. Destruição ou dano que afete a usina e/ou sua operação que desobrigue o cumprimento do PPA	1. Política de seguro satisfatória para eventos naturais e atos do Príncipe. Cobre os custos de reparo e perda de receita (ConsAmb e ConsSeg). MRE cobre acidentes naturais de Força Maior ao fornecer energia de otimização (ConsMerc). PPA cobre extensão do DOC cobre somente se a planta está preparada para comissionamento ou operação (ConsMerc; CSCP).
	2. Eventos Naturais que afetem Terceiros	2. Destruição ou dano que afete a usina e/ou sua operação que desobrigue o cumprimento do PPA	2. MRE cobre acidentes naturais de Força Maior causado por outra planta do sistema (ConsMerc).
	3. Eventos Naturais que afetem a capacidade do Offtaker receber energia	3. Destruição ou dano que não afete a usina e/ou suas operações	3. A CEM obtendo sucesso no despacho e na entrega à subestação, o pagamento do PPA deverá ser efetuado independente da capacidade do Offtaker receber energia (PPA)
Ambiental	1. Violação das normas ambientais	1. Interrupção da operação: perda de receita	1. Contrato de EPC assume grande parte dos riscos ambientais, o que aumenta o comprometimento na fase de construção. EPC experiente e com comprovado <i>know-how</i> nessa área. Projeto aprovado pelo IDB, utilizando os critérios rígidos do Banco Mundial.
Hidrológico	1. Escassez de água na Bacia da UHE Cana Brava (Rio Tocantins)	1. Compromete a geração de energia; racionamento; perda de receita	1. Este risco era considerado de baixa probabilidade (ConsMerc). Após o racionamento de energia ocorrido em 2001, este risco passa a ser de médio-alto. O PPA do projeto apresenta uma inovação: o ANEXO V adaptado. Estabelece que em condição de racionamento decretada pelo MME ⁽¹⁾ , a energia contratada-base será reduzida, ou seja, há um relaxamento dos dispositivos do PPA. Esta alteração permite que numa situação hidrológica crítica, o racionamento ocasione apenas uma perda de receita (risco do projeto/negócio), sem que haja exposição da CEM ao MAE (PPA)
	2. Escassez de água no mesmo sub-sistema	2. Compromete a geração de energia; racionamento; perda de receita	2. MRE garante a realocação da energia; restrição de linhas de transmissão é mitigado através da venda da energia no próprio sub-sistema: SE/CO (PPA)

(1) O Decreto 93.901, de 09 de janeiro de 1987, dispõe sobre o estabelecimento de Medidas e Procedimentos, relativos ao Racionamento de Energia Elétrica

Riscos na Fase de Operação

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Medidas Mitigadoras
Político	1. Risco de Conversibilidade/Moratória; Expropriação/Nacionalização da usina; Guerra	1. Interrupção da operação: perda de receita	1. Participação do IDB e do BNDES são fatores mitigantes (Projeto está sob o "guarda-chuva" do IDB e BNDES).
	2. Suspensão da concessão	2. Interrupção da operação: perda de receita	2. Os direitos pela extinção da concessão foram concedidos ao IDB (CSCP).
	2.1. Reações de interesse público ("encampação")	2.1. Interrupção da operação: perda de receita	2.1. ANEEL paga indenização pela extinção da concessão, prevista no contrato de concessão. Caso o valor seja inferior a dívida da CEM com o IDB e o BNDES, a Gerasul deverá apresentar uma Carta de Fiança incondicional, irrevogável e renovável no valor da diferença.
	2.2. Perda da concessão: inadimplemento da CEM	2.2. Interrupção da operação: perda de receita	2.2. Gerasul assume a diferença entre o valor da indenização pago pela extinção e o valor total da dívida em aberto com o IDB e o BNDES (CSCP). Caso a perda da concessão seja decorrente de uma falha do EPC ou do não cumprimento de suas obrigações previstas no contrato, o EPC é obrigado a reembolsar a Contratante (não estarão sujeitas à Limitação de Responsabilidade) a quantia paga pela Contratante ao Poder Concedente pela Concessão e os demais custos, como por exemplo, desapropriação, execução das obras etc.
Regulatório	1. Mudança de Lei		1. Suporte previsto no CSCP
	1.1. Acordada ⁽²⁾	1.1. Aumento do serviço da dívida	1.1. · Repasse para a tarifa de EE: CEM justificará a origem e o valor do reajuste para que o comprador de EE para que este, por sua vez, repasse os custos para a tarifa do consumidor final. · No caso de bloqueio do reajuste pela ANEEL ou qualquer órgão do governo: a participação do BNDES e do IDB são considerados fatores mitigantes deste risco.
	1.2. Não Acordada	1.2. Mudança nas Circunstâncias	1.2. CEM e o Comprador negociam de "boa fé" uma forma de repassar estes custos para a tarifa.

(2) Custos previstos em contrato, como: COC; uso da água; ICMS; Taxas e Impostos.

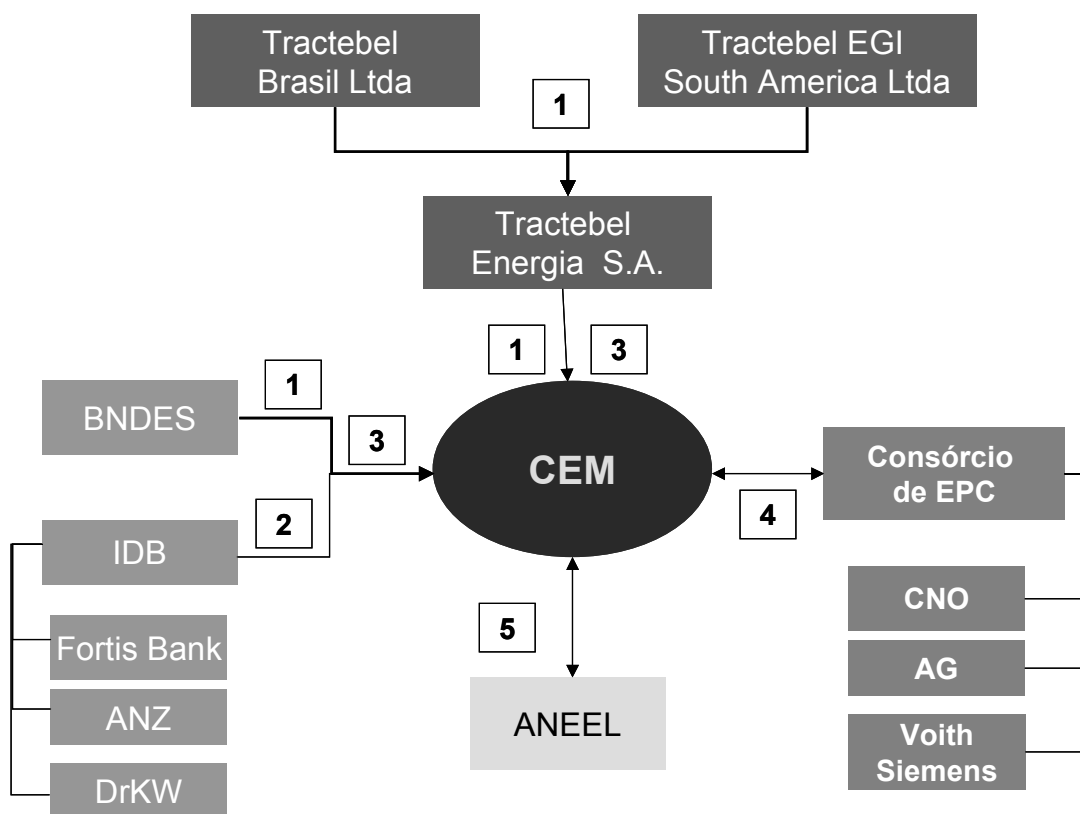
Fonte: Contratos e Documentos da CEM; Matriz de Risco dos Financiadores adaptada pela autora

Siglas/Termos

ConsAmb	Consultoria Ambiental (Harza)
EI	Engenheiro Independente (RW Beck)
ConsSeg	Consultor de Seguros (AON)
Legal	Assessoria Legal
ConsMerc	Consultor de Mercado (Hagler Bailly)
ConsAss	Consultor de Assentamento (Hohn Renshaw)
CSCP	Contrato de Suporte de Crédito do Patrocinador (<i>SSA: Sponsor Support Agreement</i>)
Contrato EPC	Contrato de Engenharia, Aquisição de Equipamentos e Construção e Obras Complementares em Regime de Empreitada Integral por Preço Global (<i>Turnkey Lump Sum</i>)
PPA	Contrato de Compra de Energia (<i>Power Purchase Agreement</i>)
CCSD	Conta de Caução de Serviço da Dívida (<i>DSRA: Debt Service Reserve Account</i>)
C/C	Carta de Crédito
P/M	Penalidade/Multa (<i>LD: Liquidated Damages</i>)
C&S	Conjunta e Solidária
O&M	Operação & Manutenção
DOC	Data de Operação Comercial (<i>COD: Commercial Operation Date</i>)
TR	Termo de Referência (<i>TS: Term Sheet</i>)

4.9 Estrutura Contratual

Figura 12: Estrutura Contratual da UHE Cana Brava



Fonte: Elaboração Própria

Quadro 9: Estrutura Contratual Detalhada da UHE Cana Brava

Contrato	Data Assinatura	Partes Citadas
Contratos de Financiamento BNDES: 1		
Contrato de Financiamento do BNDES	4/12/1998	BNDES, CEM (Tractebel Brasil e Tractebel EGI South America)
Contrato de Financiamento do BNDES	15/12/1998	BNDES, CEM (Tractebel Brasil e Tractebel EGI South America)
Contrato de Financiamento do BNDES	15/5/1999	BNDES, CEM e Tractebel Energia (Gerasul)
Contratos de Financiamento IDB: 2		
Contrato de Empréstimo	8/12/2000	CEM, IDB
Contrato Empréstimo IDB Aditado e Consolidado	8/12/2000	CEM e IDB
1º Aditamento do Contrato de Empréstimo do IDB	8/12/2000	CEM e IDB
2º Aditamento do Contrato de Empréstimo do IDB	14/3/2001	CEM e IDB
Contratos subordinados aos Contratos de Financiamento: 3		
Contrato de Suporte do Crédito do Patrocinador	8/12/2000	CEM, Tractebel Energia (Gerasul) e IDB
Contrato-Base De Compra e Venda de Energia Elétrica (PPA)	5/1/2001	Tractebel Energia (Gerasul) e CEM
Contrato entre Credores	mar/01	IDB e BNDES
Acordo para Venda de Energia Elétrica à Terceiros	mar/01	CEM, Tractebel Energia (Gerasul) e IDB
Contrato de Penhor de Direitos Emergentes da Concessão	9/3/2001	CEM, IDB e BNDES
Termo de referência	20/5/2001	BNDES, IDB, Tractebel Energia (Gerasul) e CEM
Contratos EPC e O&M: 4		
Contrato de Operação e Manutenção	5/1/2001	CEM e Tractebel Energia (Gerasul)
Contrato do EPC	22/12/1998	CEM, CNO, AG, Voith e Siemens
Contratos de Concessão: 5		
Contrato de Concessão	1/3/1998	ANEEL e Tractebel Brasil

Fonte: Elaboração Própria

4.10 Estrutura Financeira

4.10.1 Histórico

O financiamento da UHE Cana Brava começou a ser negociado em dezembro de 1998 e foi concluído em dezembro de 2000, passando por diferentes configurações ao longo desses dois anos de negociação.

Fase 1

A composição inicial do financiamento tinha a seguinte configuração:

- BNDES: 60%
- CEM: 40%

Inicialmente, o projeto foi financiado somente pelo BNDES através de dois contratos de financiamento, ambos assinados em 19/05/99:

- Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures nº 98.2.654.3.1 no valor de R\$ 180.000.000,00;
- Contrato de Financiamento nº 98.2.654.3.2, o chamado "Cesta de Moedas", no valor de R\$ 131.544.000,00.

As obras da UHE Cana Brava foram iniciadas logo após a contratação do financiamento do BNDES¹¹⁰.

¹¹⁰ Para maiores detalhes, ver Cronograma seção 4.1.

Tabela 18: Configuração da Estrutura de Financiamento da UHE Cana Brava: Fase 1

Estrutura do Financiamento: Fase 1				
	Participação (%)		Valor*	Valor
	(% em US\$)	(% em R\$)	(US\$ milhões)	(R\$ milhões)
Custo			308	519
Composição do Financiamento				
Dívida	60%	60%	185	312
BNDES	60%	60%	185	312
<i>Moeda Local - TJLP</i>		58%	107	180
<i>Cesta de Moedas</i>		42%	78	132
Capital Próprio	40%	40%	123	208
Tractebel Energia	40%	40%	123	208

(*) O valor apresentado em US\$ foi obtido a partir da utilização da taxa de câmbio média de R\$ 1,6835/US\$ de mai/99 apresentada no fluxo de desembolsos do projeto.

Fonte: Contratos BNDES; IPEA Data

Fase 2

O IDB aprovou o financiamento para a UHE Cana Brava em 9 de agosto de 2000 e o contrato foi assinado em 11 de setembro de 2000¹¹¹ e automaticamente substituiu o Contrato de Cestas de Moedas da CEM com o BNDES.

O financiamento do IDB é composto de duas parcelas:

- *A-Loan*: financiamento de longo prazo do IDB; e
- *B-Loan*: captação de linha de financiamento privada de longo prazo através de um consórcio de três bancos comerciais:
 - DrKW;
 - ANZ; e
 - Fortis.

A Tractebel e o BNDES haviam acordado uma alteração na composição do financiamento caso o IDB, posteriormente, compusesse o quadro de financiadores do projeto. Ou seja, o *Equity* do projeto passaria de 40% para 30% enquanto o *Debt* aumentaria de 60% para 70%, ficando o BNDES e IDB com participação de 35%.

111 Dados apresentados no Project Abstract da UHE Cana Brava disponível na home-page do IDB: www.iadb.org

A participação do IDB no financiamento foi positiva tanto no que diz respeito à redução da parcela do *Equity* como também pela internalização de práticas internacionais, principalmente, no que diz respeito aos aspectos ambientais. Além disso, foi importante mitigador dos riscos político e regulatório.

Com esta configuração, o Contrato de Cesta de Moedas nº 98.2.654.3.2 do BNDES, no valor de R\$ 131.544.000,00, foi substituído pelo financiamento do IDB. O prazo estimado para o liquidação do financiamento é maio de 2015 e o período de amortização do projeto terá início 15 de novembro de 2003.

Tabela 19: Configuração da Estrutura de Financiamento da UHE Cana Brava: Fase 2

Estrutura do Financiamento: Fase 2				
	Participação (%)		Valor	Valor
	(% em US\$)	(% em R\$)	(US\$ milhões)	(R\$ milhões)
Custo*			426	783
Composição do Financiamento				
Dívida	63%	61%	267	475
BNDES**	25%	23%	107	180
<i>Moeda Local - TJLP</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>107</i>	<i>180</i>
IDB***	38%	38%	160	295
<i>A-Loan</i>	<i>47%</i>	<i>47%</i>	<i>75</i>	<i>138</i>
<i>B-Loan</i>	<i>53%</i>	<i>53%</i>	<i>85</i>	<i>157</i>
Capital Próprio****	30%	30%	128	235
Tractebel Energia	30%	30%	128	235

(*) O valor em US\$ apresentado pelo IDB na data da assinatura do contrato de financiamento e o valor em real foi obtido a partir da utilização da taxa de câmbio média de set/00 de R\$ 1.83919/US\$. O somatório dos valores do Debt e Equity não corresponderá devido a desvalorização do câmbio ocorrida entre mai/99 e dez/00.

(**) O valor do financiamento do BNDES é referente ao contrato assinado em 19/05/1999. O valor em US\$ foi obtido a partir da utilização da taxa de câmbio média de mai/99 de R\$ 1.6835/US\$.

(***) O valor do financiamento do IDB é referente ao contrato assinado em 11/09/2000. O valor correspondente em R\$ foi obtido a partir da utilização da taxa de câmbio média de set/00 de R\$ 1.83919/US\$.

(****) O Equity foi calculado a partir da proporcionalidade definida de 30% de Equity e 70% de Debt em relação ao Custo do financiamento.

Fonte: Contratos BNDES; *Project Abstract* sobre UHE Cana Brava (www.iadb.org); IPEA Data

Fase 3

A Tabela 20 apresenta a configuração final da estrutura de financiamento da UHE Cana Brava após a conclusão do projeto, levando em consideração o fluxo de desembolsos apresentados pela CEM.

Tabela 20: Configuração da Estrutura de Financiamento da UHE Cana Brava: Fase 3

Estrutura do Financiamento: Fase 3*		
	Participação (%)	Valor
	(% em US\$)	(US\$ milhões)
Custo		369
Composição do Financiamento		
<i>Dívida</i>	69%	254
BNDES	29%	105
IDB	40%	148
<i>Capital Próprio</i>	31%	115
Tractebel Energia	31%	115

(*) Configuração final do financiamento realizada em dez/01. São esses os valores utilizados pelo projeto.

Fonte: Tractebel Energia

4.10.2 Quadro de Uso e Fontes

Quadro 10: Quadro de Fontes da CEM

Valores em US\$ mil						
Fontes	1999	2000	2001	2002	Total	%
Capital Próprio	32.600	37.800	15.800	28.800	115.000	31%
BNDES	47.800	46.300	4.000	7.100	105.200	28%
IDB	0	0	105.400	42.400	147.800	40%
IDB A-Loan	0	0	47.900	19.300	67.200	18%
IDB B-Loan	0	0	57.500	23.100	80.600	22%
Dívida	47.800	46.300	109.400	49.500	253.000	68%
Fluxo de Caixa Operacional Líquido	0	0	0	1.600	1.600	0%
Total Geral	80.400	84.100	125.200	79.900	369.600	100%

Fonte: Tractebel Energia; CEM

Quadro 11: Quadro de Usos da CEM

Valores em US\$ mil						
Usos	1999	2000	2001	2002	Total	%
EPC	52.200	72.000	96.500	35.800	256.500	69%
Meio Ambiente	1.100	1.700	5.500	4.500	12.800	3%
Custos de Desenvolvimento	3.100	8.700	6.300	3.400	21.500	6%
Outros	10.600	4.200	3.700	600	19.100	5%
Contingências	100	100	200	2.500	2.900	1%
Total Custos Fixos	67.100	86.700	112.200	46.800	312.800	85%
Comissões	0	0	3.800	200	4.000	1%
Juros durante a construção	1.200	5.700	11.700	15.400	34.000	9%
CPMF	300	300	500	200	1.300	0%
Conta Reserva	0	0	0	16.000	16.000	4%
Capital de Giro Inicial	0	0	0	1.500	1.500	0%
Total Geral	68.600	92.700	128.200	80.100	369.600	100%

Fonte: Tractebel Energia; CEM

4.11 Destaques

O maior destaque da UHE Cana Brava foi a combinação dos agentes envolvidos na estruturação do projeto, principalmente em relação ao consórcio de EPC. A participação do BNDES e do IDB possibilitou a internacionalização do projeto e conferiu credibilidade necessária para que um *greenfield project*¹¹² pudesse ser viabilizado em condições tão favoráveis. Com esta configuração, este foi o primeiro projeto de energia elétrica financiado pelo IDB no Brasil e a utilizar uma estrutura de *project finance*,

A UHE Cana Brava foi considerada uma excelente oportunidade de investimento devido estrutura financeira do projeto, onde os riscos foram mitigados de forma satisfatória sumarizada a seguir:

Fase de Construção:

A contratação de um EPC com prazo e custo pré-fixado e formado por um consórcio de 4 firmas líderes no Brasil (Siemens Ltda, Voith S.A., Odebrecht S.A. e a Andrade Gutierrez S.A.) com sinergia e comprometimento com a performance do projeto.

O contrato de EPC provisiona indenização até 15% do valor do contrato de EPC referente ao risco do projeto não ser concluído e de performance.

Os custos de EPC incluem um contingenciamento para a fase de construção de 5% do valor do contrato de EPC para cobrir custos imprevisíveis e atrasos. Além disso, a Tractebel Energia forneceu um valor contingencial adicional de 8% do custo total do projeto para cobrir custos adicionais nesta fase.

Fase de Operação:

Sem dúvida, o risco operacional de plantas hidrelétricas é extremamente baixo quando comparado com outras tecnologias com as térmicas a gás natural. Além disso, a UHE Cana Brava será operada pela Tractebel Energia, empresa que possui vasta experiência na operação de usinas hidrelétricas no Brasil¹¹³.

¹¹² Greenfield Project: projeto novo.

¹¹³ Para maiores detalhes, ver seção 4.3.2.

Patrocinador:

A participação de um único patrocinador, no caso a Tractebel Energia, foi favorável porque evitou conflito de interesses e, além disso, ela é uma empresa que atua no setor energia com *expertise* mundial. Ou seja, possui experiência na operacionalização do negócio.

Financiadores:

A participação de uma agência multilateral de financiamento, como o IDB, funciona como um mitigador contra os riscos político, expropriação, conversibilidade, transferência e ações discriminatórias contra o projeto.

A concessão de 50% do financiamento do projeto em moeda nacional (reais) pelo BNDES reduziu substancialmente os efeitos da desvalorização do real e a necessidade de contratação de *hedge* cambial.

Offtaker:

A Tractebel Energia assinou o PPA inicial assegurando a compra de toda a energia gerada. O contrato está indexado a índices de inflação e ajustado para cobrir o serviço da dívida, os custos operacionais, taxas de retorno sobre o capital.

O risco do *offtaker* é considerado baixo, sendo a Tractebel Energia a maior geradora privada do país com aproximadamente 4.966 MW, o que representa 8,2% da capacidade instalada¹¹⁴.

EPC:

O experiente consórcio EPC, ao assumir grande parte dos riscos envolvidos nas fases de construção e de operação da usina, reduziu a demanda por garantias e, conseqüentemente, os custos do projeto.

Tecnologia:

O risco tecnológico associado a hidrelétricas é limitado. O parecer do Engenheiro Independente confirma que a UHE Cana Brava é um projeto hidrelétrico

¹¹⁴ Ver seção 4.3.2.

simples com risco tecnológico limitado e a reconhecida experiência do consórcio de EPC é capaz de mitigar os riscos associados remanescentes.

Hidrologia:

A UHE Cana Brava está automaticamente incluída no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), sistema sob o qual a energia gerada por todas as hidrelétricas é dividida, reduzindo desta forma o risco hidrológico individual das usinas e virtualmente assegura que cada uma receberá uma receita mínima.

O reservatório da UHE Serra da Mesa tem capacidade de armazenamento de água por 2 anos, mitigando o risco hidrológico da UHE Cana Brava haja vista sua localização a 50 Km abaixo da UHE Serra da Mesa.

Mercado:

A energia gerada pela UHE Cana Brava terá um custo baixo em relação a sua capacidade instalada e ao custo operacional. Resultado, o custo de geração inicial será de cerca de R\$ 32,5/MWh, colocando-a em terceiro lugar no ranking das usinas da região com custo mais baixo (custo mais baixo: R\$ 31,2 MWh e o custo mais alto: R\$ 79,3 MWh).

A UHE Cana Brava está localizada numa área estratégica de interconexão dos dois sistemas e próximo de potenciais centros consumidores (Brasília, Goiás e Bahia), onde a expectativa de crescimento da demanda acima da média nacional.

Estrutura Financeira:

A alavancagem de 70% do valor do projeto é considerada razoável, dado o baixo risco do projeto.

O projeto obteve ganho financeiro decorrente da desvalorização do real perante do dólar norte-americano, haja vista que 35% do financiamento foi contratado em dólar enquanto grande parte dos custos do projeto estão cotados em real. O aspecto negativo é em relação ao descasamento entre fluxo de recebíveis em real e os desembolsos que serão feitos em dólar.

Economia Brasileira:

Apesar de algumas conquistas, a economia brasileira convive ainda com taxa de juros alta, inflação e instabilidade cambial.

A utilização de seguros como garantia de empréstimos possibilitou um aumento do mercado brasileiro de seguros.

Quando a UHE Cana Brava estiver com todas as turbinas em funcionamento, gerará por ano cerca de R\$ 5 milhões em *royalties*¹¹⁵.

Concluindo, apesar da excelente estrutura de financiamento e alocação dos riscos entre os agentes, as incertezas e riscos pertinentes à economia brasileira demandam garantias adicionais a fim de mitigá-los. Desta forma, o financiamento da UHE Cana Brava, tanto na fase de construção como na de operação, é classificado como *limited-recourse*¹¹⁶.

¹¹⁵ Relatório UHE Cana Brava: Energia e Responsabilidade Social: Tractebel, 2002.

¹¹⁶ O projeto é *limited recourse* com cap na fase de operação, ou seja, o patrocinador assume os riscos até determinado limite estabelecido em contrato.

5 Conclusão

O objetivo central desta dissertação foi descrever o histórico de financiamento do setor elétrico brasileiro, demonstrando a importância do *project finance* como uma alternativa de financiamento longo prazo para os projetos de energia elétrica.

O *project finance* apresenta-se como uma forma de implementar projetos economicamente viáveis, mesmo estando localizados em países de risco elevado conforme descrito no capítulo 3. Essa estrutura de financiamento permite o aumento da alavancagem financeira das empresas, em especial das de infra-estrutura, para que elas possam expandir suas operações, principalmente nos países em desenvolvimento. Nesse caso, verifica-se considerável escassez de recursos para investimento e, em contrapartida, o potencial de crescimento desses setores encontra-se acima das taxas verificadas nos mercados maduros.

O IFC (1999)¹¹⁷ destaca que a implementação do *project finance*, nos países em desenvolvimento, surge no final da década de 1980 sustentada pelo crescimento da confiança na economia de mercado e pela maior integração dos mercados financeiros globais. A crise financeira, iniciada com a crise asiática no final de 1997, interrompeu essa tendência favorável e as preocupações relativas à viabilidade dos projetos aumentaram na mesma proporção que às direcionadas a sua estruturação e possibilidade de mitigação dos riscos.

Foi nesse mesmo período que ocorreu o “boom” do programa de privatização das estatais de infra-estrutura, com destaque para as de energia elétrica¹¹⁸. Portanto, é possível, concluir-se que o Brasil aderiu ao processo quando o mercado assumiu uma trajetória descendente em função das sucessivas crises externas e internas¹¹⁹. Ou seja, o setor elétrico brasileiro enfrentava uma conjuntura mais restritiva de crédito e, paradoxalmente, o aparato legal e regulatório não se apresentavam suficientemente capaz de minimizar os riscos de investimentos no setor. Dessa forma, a crescente demanda por garantias adicionais encareciam e/ou inviabilizavam a estrutura de novos projetos.

¹¹⁷ Para maiores detalhes, ver IFC (1999) pp. v.

¹¹⁸ Em 1995, A Escelsa foi a primeira empresa do SEB a ser privatizada.

¹¹⁹ A crise asiática foi sucedida pela crise russa ocorrida em 1998 e o ano seguinte à crise foi interna, fruto da desvalorização cambial. Em 2001, o Brasil finalmente apresentava uma perspectiva de recuperação frustrada pela crise de energia que se aprofundou com o ataque ao World Trade Center em Nova York, nos EUA e pela fraude de grandes empresas norte-americanas, como a Enron e a WorldCom.

A adaptação desse instrumento de financiamento para a nossa realidade ainda apresenta os seguintes obstáculos:

(i) o arcabouço jurídico dos países que conceberam essa estrutura; é anglo-saxão enquanto o brasileiro está baseado no Direito Romano-Germânico, necessitando de um árduo esforço para tentar adaptá-lo à nossa estrutura legal¹²⁰. É preciso tornar os institutos anglo-saxões de Direito Civil e Comercial compatíveis com o nosso Direito Romano-Germânico.

ii) O incipiente mercado de capitais brasileiro ainda não é capaz de sustentar estruturas financeiras de grande porte. Além disso, as limitações à concessão de financiamento local de longo prazo geram uma grande dependência do crédito oriundo de instituições financeiras internacionais. O prazo de dez anos, praticado pelo BNDES¹²¹, ainda é reduzido em relação ao horizonte de maturação dos projetos do setor de energia elétrica.

iii) A instabilidade e as incertezas da economia brasileira que dificultam a projeção do fluxo de caixa, limitando as fontes de financiamentos, já que o Brasil não possui *Investment Grade*. A mudança da política cambial promovida pelo governo, em janeiro de 1999, gerou apreensão nos financiadores externos quanto ao futuro e suas implicações para os projetos de energia. Em contrapartida, foi editada a Resolução 2.644 do Conselho Monetário Nacional, de 10 de setembro de 1999, que autoriza as empresas do setor de energia a abrirem conta em moeda estrangeira no país, no intuito de neutralizar os efeitos decorrentes da flutuação cambial cujo custo poderia, “ex-post”, ser repassado para as tarifas. Esta é uma medida compensatória, pois não mitiga de forma efetiva o risco cambial.

iv) Riscos regulatório e político: a ausência de regras estáveis fragiliza a atuação dos agentes e o planejamento dos seus investimentos, retro-alimentando o “custo Brasil”. Esses dois pontos influenciam diretamente o item (iii) porque o exercício de quantificar o fluxo de caixa de longo prazo desses projetos torna-se mais árduo num ambiente instável.

v) A incapacidade das empresas seguradoras nacionais em segurar os grandes projetos do setor de infra-estrutura, mesmo através de “pool”;

120 Para maiores detalhes, ver BORGES (1998).

121 Para maiores detalhes, ver FERREIRA (1996).

vi) O sistema tributário vigente encarece as transações correntes entre a SPE com os demais agentes envolvidos na estrutura financeira. Essa questão poderia ser minimizada pela reforma tributária.

vii) A diferença cultural e de idioma apesar de conceitualmente não ser apresentado pela literatura pertinente ao tema, é citada pelos agentes envolvidos na estruturação dos projetos brasileiros como um dos principais entraves na viabilização do financiamento.

viii) Atraso na concessão das licenças ambientais ainda constitui um obstáculo na implementação de novos projetos devido ao reduzido quadro técnico dos órgãos de meio ambiente.

Embora seja um consenso a visão positiva relativa a aplicação do *project finance* para projetos de energia elétrica no Brasil, é preciso superar os desafios descritos acima. O ponto-chave é conjugar os seus instrumentos às especificidades do setor elétrico brasileiro, seguindo o exemplo dos casos de sucesso.

Dentre os inúmeros projetos financiados, via *project finance*, após a desregulamentação, o projeto da UHE Cana Brava pode ser considerado um caso de sucesso. A primeira explicação desse sucesso é que o projeto está localizado em uma região onde já haviam sido construídas outras usinas hidrelétricas, sendo assim os riscos relacionados à geologia, arqueologia bem como do EPC foram minimizados pela experiência adquirida nos projetos anteriores da UHE Serra da Mesa e UHE Tucuruí.

Outro diferencial do projeto foi a sua estrutura financeira formada por dois financiadores com comprovada credibilidade (BNDES e IDB); um patrocinador com vasta experiência em projetos de energia (Tractebel); o consórcio de EPC (CNO, AG e Voith-Siemens) possuidor de reconhecido *know-how* em projetos de energia, principalmente na construção de usinas hidrelétricas; e a Tractebel Energia (antiga Gerasul), a maior geradora privada do Brasil, que assumiu a operação e o papel de principal *offtaker* do projeto.

O estudo de caso da UHE Cana Brava permite não só exemplificar os aspectos teóricos descritos no capítulo três, como também o processo de adaptação desse instrumento de financiamento para a realidade do setor elétrico brasileiro.

Sem dúvida, o risco regulatório é o maior entrave à utilização do *project finance* para financiar novos projetos de energia elétrica no Brasil devido à dificuldade de projeção do fluxo de caixa e à inexistência de instrumento de mercado capazes de reduzi-las. Nesse sentido, a criação de um ambiente legal, regulatório e econômico apresenta-se como uma peça importantíssima na montagem desse quebra-cabeça.

A definição de um novo modelo de financiamento, demandada no momento da desregulamentação, ainda não foi respondida por completo, mas sem dúvida o primeiro passo foi dado. O esforço de adaptação do *project finance* a realidade brasileira possibilitou a introdução de novos instrumentos que poderão auxiliar a estruturação dos financiamentos de longo prazo através de parceria entre os agentes privados e públicos.

Referências Bibliográficas

- ALÉM, A. C., GIAMBIAGI, F. "Aumento do Investimento: O Desafio de Elevar a Poupança Privada no Brasil". RJ: BNDES, dez/1997. TD: 60
- ALÉM, A. C.; GIAMBIAGI, F., PASTORIZA, F. "Cenário Macroeconômico: 1997/2002". RJ: BNDES, mai/1997. TD: 56.
- ALVES, L. M. "A Participação da Securitização em *Project Finance*: Uma Análise Aplicada ao Setor Elétrico Brasileiro". RJ: UFRJ/IE, dez/2000. Monografia de Final do Curso de Economia.
- ANDRADE, T A. "Privatização e Regulação das tarifas das empresas prestadoras de Serviços Públicos". In: A Economia Brasileira em Perspectiva. RJ, IPEA – 1996.
- ANEEL. Legislação Básica do Setor Elétrico Vol. I. DF: ago/2000.
- ANP. Anuário Estatístico: 1999, 2000, 2001 e 2002
- ANP. Nota Técnica ANP nº 8: Project Finance. RJ: 1999.
- ARAÚJO, A. B. "O governo brasileiro, o BIRD e o BID: cooperação e confronto. RJ: IPEA, 1991.
- ARAÚJO, J., BESNOSIK, R. "Regulation, Institutional Structure and the Performance of the Brazilian Electricity Sector". RJ, COPPE/UFRJ, 1993.
- ASSUNÇÃO, F. P. R. "Project Finance Aplicado as Termoeletricas no Brasil". RJ: PUC-Rio, Dep. Economia, dez/2001. Monografia de Final do Curso de Economia.
- AZEREDO, A. R. de. Financiamento de Longo Prazo no Brasil: Project Finance como Alternativa para a Infra-estrutura. Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPEAD, 1999. Tese de Mestrado.
- BABBAR, S., SCHUSTER, J. "Power Project Finance: Experience in Development Countries". Washington, D.C.: The World Bank, January 1998. Discussion Paper Series, Nº 119.
- BACON, R. W., BESANT-JONES, J. "Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries". Washington, D.C.: The World Bank, June 2002. Energy & Mining Sector Board Discussion Paper Series, Nº 2.
- BENOIT, P. "Project Finance at the World Bank: an overview of policies and instruments." Washington, D.C.: The World Bank Technical Paper, Nº 312, 1996.
- BERNARD, A. B., GARCIA, M. G. P. "Provisão pública e privada da infra-estrutura e desenvolvimento econômico". RJ: BNDES, 1995. TD: 32.
- BERNSTEIN, P. L. "Desafio aos Deuses: a Fascinante História do Risco". RJ: Ed. Campus, 1997.
- BONOMI, C. A., MALVESSI, O. "*Project Finance* no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos". RJ: Editora Atlas, 2002

BORGES, L. F. X. "A Teoria da Desconsideração da Personalidade Jurídica e sua Aplicação em Análise de Crédito". RJ: Rev. BNDES, dez/2000, V. 7, N. 14, P. 329-350.

BORGES, L. F. X. "*Covenants*: Instrumentos de Garantia em *Project Finance*". RJ: Revista do BNDES, jun/1999. vol. 6, nº 11, pág. 117-136.

BORGES, L. F. X. "*Project Finance* e Infra-Estrutura: Descrição e Críticas". RJ: Revista do BNDES, jun/1998. vol. 5, nº 9, pág. 105-121.

BORGES, L. F. X. "Securitização como parte da Segregação de Risco". RJ: Revista do BNDES, dez/1999. vol. 6, nº 12, pág. 123-135.

BORGES, L. F. X., FARIA, V. C. S. "*Project Finance*: Considerações sobre a Aplicação em Infra-Estrutura no Brasil". RJ: Rev. BNDES, dez/2002, V. 9, N. 18, P. 241-280.

BRESSER PEREIRA, L. C. "A Teoria do Desenvolvimento Econômico e a Crise de Identidade do Banco Mundial". Revista de Economia Política, vol. 15, nº 1, 1995.

BUSTAMANTE, J. "Experiência dos Fundos de Pensão – Chile." Anais do Seminário de Reformulação do Setor Elétrico, Competição, Produtividade e Participação Privada: Experiência Internacional e a realidade brasileira. RJ: CME, 1994.

CARRARO, A. F. "*Project Financing*: afinal o que é isso ?". Rumos, 1995

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. "Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil". RJ: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil/Eletróbrás, 1998.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. "SFCI – Caminhos da Modernização: Cronologia do Setor de Energia Elétrica Brasileiro: 1850-1998". RJ: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil/Eletróbrás, 2000. CD-ROM.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. "Sistema de banco de Imagens das Usinas de Energia Elétrica no Brasil: 1883-1999". RJ: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil/Eletróbrás, 2001. CD-ROM.

COELHO, A. P. de S. "O Estado e o Capital Privado no financiamento da Infra-estrutura econômica do Brasil: o Papel do *Project Finance*". RJ: UFRJ; IE, 1998. Tese de Mestrado.

COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J. "VALUATION: Measuring and Managing the Value of Companies". Second Edition. USA, McKinsey & Company, Inc - 1994.

CRISTIANO, W. L. "Inovações Financeiras e o Financiamento da Infra-estrutura". RJ: UFRJ; IE, 1998. Tese de Mestrado.

DIAS, D. S., RODRIGUES, A. P. – "Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais". RJ: Instituto Liberal, 1994.

DIAS, J. L. M., QUAGLIANO, M. A. "A Questão do Petróleo no Brasil: uma história da Petrobras". FGV & PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., 1993.

DUTRA, L. E. D. – "Dinâmica Cíclica e Crises Periódicas no Capitalismo: Análise Teórica e Estudo do Papel dos Investimentos Energéticos no Brasil entre 1970 e 1985. RJ: UFRJ, COPPE, 1988. Tese de Mestrado.

DUTRA, L. E. D. – “Dinâmica Cíclica e Crises Periódicas no Capitalismo: Análise Teórica e Estudo do Papel dos Investimentos Energéticos no Brasil entre 1970 e 1985. RJ: UFRJ, COPPE, 1988. Tese de Mestrado.

ELETROBRAS/MME, Plano Decenal – PDE 2000-2009; 2001-2010; 2002-2011. RJ: Relatórios..

FARIA, V. C. S., BENTO, L. S., RODRIGUES, A.P. “O papel do *Project Finance* na viabilização de Projetos de Energia Elétrica”. Brasília, DF: SEPEF, out/2000.

FARIA, V. C. S., RODRIGUES, A.P. “O papel do *Project Finance* na viabilização de Projetos de Infra-Estrutura: Caso do Setor de Petróleo & Gás Natural”. RJ: Congresso da Rio Oil & Gas 2000. paper 132, out. 2000.

FERREIRA, C. K. L. “O Financiamento da Infra-estrutura: o Papel do *Project Finance*”. SP: PUC-SP, jun/1995. TD/IESP 25.

FERREIRA, C. K. L. “O *Project Financing* e a Parceria Público Privado nos Investimentos em Infra-Estrutura”. SP: Estudos Econômicos da Construção, nº 1, 1996.

FERREIRA, P. C. “Infra-estrutura pública, produtividade e crescimento”. SP: Pesquisa e Planejamento Econômico, vol. 24, nº 2, 1994.

FERREIRA, Pedro Cavalcanti Gomes. “Investimentos, Fontes de Financiamento e Evolução da infra-estrutura no Brasil, 1950-1996”. RJ: FGV, IPGE 1999. TD 346

FERREIRA, Pedro Cavalcanti Gomes. “Public versus Private Provision of Infrastructure”. RJ: FGV, IPGE 1998.

FINNERTY, J. D. “Project Finance”. RJ, Qualitymark, 1999.

FORTUNA, E. “Mercado Financeiro: Produtos e Serviços”. RJ, Qualitymark Editora. 1997.

GARCIA, M. G. P. “O Financiamento à infra-estrutura e a Retomada do Crescimento Econômico Sustentado”. RJ: PUC-Rio, Dep. de Economia, 1995. TD: 336.

GARCIA, M. G. P. “O Financiamento à Infra-Estrutura e a Retomada do Crescimento Econômico Sustentado”. RJ: BNDES, jun/1995. TD: 27

GERARD CAPRIO, JR. “The Role of Long-Term Finance: Theory and Evidence”. EUA, Washington: The World Bank Research Observer, aug/1998. vol. 13, nº 2.

GIAMBIAGI, F. “Necessidades de Financiamento do Setor Público”. RJ: BNDES, 1997.

GOMES, F. B. M., MONNERAT, S. B. “A questão regulatória nas privatizações da Light e Escelsa.” RJ: BNDES, Staff Paper, 1996.

HERMANN, J. “Financiamento de Investimentos no Brasil: Tendências e Perspectivas nos Anos 1990”. RJ: UFRJ/IE, Boletim de Conjuntura – nov/1997, vol. 17, nº 3.

IFC. “Project Finance in Developing Countries: IFC’s Lessons of Experience”. Washington, D.C.: 1999.

JECHOUTEK, K. G., LAMECH, R. “Private Power Financing from Project Finance to

- Corporate Finance". Washington, D.C.: The World Bank, October 1995.
- JOSKOW, P. L., SCHMALENSEE, R. "Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation". Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1985.
- LEGEY, L. F. L. (coord.), LEGEY, L-R. I., PEREZ, O. C. e OLIVEIRA, R. G. "Perspectivas de Médio e Longo Prazo do Setor Elétrico Brasileiro". (in mimeo)
- LEITE, A. D. "A Energia do Brasil". RJ: Editora Nova Fronteira, 1997.
- LOCK, R. "Financing of Private Power development and power sector reform in emerging nations." In Energy Policy, Vol. 23, 11. pp. 955-965, 1995.
- MIRANDA, R. B., PEREIRA, F. & SILVA, M. M. "Os fundos de pensão como geradores de poupança interna". Brasília: IPEA, 1997. TD: 480.
- MISTRY, P. S. "Multilateral Development Banks". FONDAD, 1995.
- MOREIRA, T., CARNEIRO, M. C. F., "A Parceria Público-Privada na Infra-Estrutura Econômica" Revista do BNDES, nº 2, pp 27-46, dez/1994.
- MOREIRA, T., CARNEIRO, M. C. F., "A Parceria público-Privada na Infra-Estrutura Econômica" Revista do BNDES, nº 2, pp 27-46, dez/1994.
- NEVITT, P. FABOZZI, F. "Project Financing, London: Euromoney Publications, 1995.
- O'NEILL, R. *et al.* "A comparison of electricity and natural gas markets and regulation in the USA". Utilities Policy, 2 (3), 1992.
- OLIVEIRA, A (coord.). "Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: Inovações financeiras e novo modo de organização industrial". RJ: Garamond, 1998.
- OLIVEIRA, A (coord.). "Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro". PNUD/IPEA/FUNDAP, 1997.
- OLIVEIRA, A. "Reforming the Brazilian energy system: challenges and opportunities". The Journal of Project Finance, vol. 2, nº 4, 1996.
- OLIVEIRA, A. e PINTO JUNIOR, H. Q. "Financiamento do Setor elétrico Brasileiro: Inovações Financeiras e Novo Modo de Organização Industrial". RJ: Garamond, 1998.
- OLIVEIRA, R. G. "As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro". RJ: UFRJ/COPPE/PPE, 1999. Tese de Mestrado.
- PEREIRA, F., MIRANDA, R. B. e SILVA, M. M. "Os Fundos de Pensão como Geradores de Poupança Interna". DF: IPEA, maio/1997. TD: 480.
- PEREIRA, L. C. B. "A Teoria do Desenvolvimento Econômico e a Crise de Identidade do Banco Mundial". Revista de Economia Política, jan-mar/1995, vol. 15, nº 1 (57).
- PINHEIRO, A. C. & CABRAL, C. "Credit Markets in Brazil: the role of judicial enforcement and other institutions" RJ: BNDES, dez/1998. Ensaios BNDES: 9
- PINHEIRO, A. C. & FUKASAKU, K. "A Privatização no Brasil: O Caso dos Serviços de Utilidade Pública" RJ: BNDES, fev/2000.

PINHEIRO, A. C. "Judicial System Performance and Economic Development". RJ: BNDES, out/1996. Ensaio BNDES: 2

PINHEIRO, A. C. "No que deu, afinal, a privatização?". RJ: BNDES, mai/1996. TD: 40

PINHEIRO, A. C. "OS Fundos de Pensão e o Financiamento do Desenvolvimento: O Papel do BNDES". RJ: Revista do BNDES, v. 1, N. 2, p. 47-76, dez/1994.

PINTO JUNIOR, H. Q. "As novas diretrizes do Banco Mundial para o setor de energia. Revista Brasileira de Energia, vol. 4, nº 1, 1995.

PINTO JUNIOR, H. Q. "As novas diretrizes do Banco Mundial para o setor de energia". Revista Brasileira de Energia, vol. 4, nº 1, 1995.

PINTO JUNIOR, H. Q. "Financiamento do Setor Energético Brasileiro: identificação das questões essenciais". Anais do II Encontro de Economistas da Língua Portuguesa. RJ, 1995.

PINTO JUNIOR, H.Q. "Financiamento no Setor Elétrico". Trabalho Temático para o I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura. RJ: 1997.

PIRES, J. C. L., PICCININI, M. S. "Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a experiência internacional e o Caso Brasileiro". RJ: BNDES, jul/1998. TD: 64

PIRES, J. C. L. "Reestruturação Competitiva e Regulação nos Setores de Energia Elétrica e de Telecomunicações". RJ: UFRJ/IE, 1999. Tese de Doutorado.

PIRES, J. C. L. "Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia". RJ: BNDES, out/1999. TD: 73

PIRES, J. C. L. "Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro". RJ: BNDES, mar/2000. TD: 76.

PIRES, J. C. L., GOSTKOTZEWICZ, J., GIAMBIAGI, F. "O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil". RJ: BNDES, mar/2001. TD: 85.

PIRES, J. C. L., GIAMBIAGI, F., SALES, A. F. "As Perspectivas do Setor Elétrico após o Racionamento". RJ: Revista do BNDES, dez/2002. vol. 9, Nº 18, p. 163-204.

POLLIO, G. "Project Finance and international energy development." In Energy Policy, Vol. 26, 9. p. 687-697, 1998.

RAZAVI, H. "Financing Energy Projects in Emerging Economies." Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1996.

RAZAVI, H. "Oil and gas financing by the World Bank." In Energy Policy, Vol. 23, 11. p. 1001-1007, 1995.

RIGOLON, F. J. Z., GIAMBIAGI, F. "O Ajuste Fiscal de Médio Prazo: o que vai Acontecer quando as Receitas das Privatizações Acabarem ?" RJ: BNDES, ago/1999. TD: 70

RIGOLON, F. J. Z., GIAMBIAGI, F. "The Brazilian Economy: General Overview". RJ: BNDES, junho/1999.

RIGOLON, F. J. Z., PICCININI, M. S. "O Investimento em Infra-Estrutura e a Retomada do Crescimento Econômico Sustentado". RJ: BNDES, dez/1997. TD:63

RIGOLON, F. J. Z. "A Retomada do Crescimento e o Papel do BNDES". RJ: BNDES, mai/1996. TD: 41

RIGOLON, F. J. Z. "Opções Reais e Análise de Projetos". RJ: BNDES, mar/1999. TD: 66

RODRIGUES JR, W. "A Participação Privada no Investimento em Infra-Estrutura e o Papel do Project Finance". Brasília: IPEA, jul/1997. TD nº 495,

RODRIGUES, A. P., DIAS, D. S. "Estado e Energia Elétrica: Experiências Internacionais de desregulamentação e o Caso Brasileiro". RJ: IL, 1994.

RODRIGUES, A. P., DIAS, D. S. "Políticas Alternativas: Energia Elétrica". RJ: Instituto Liberal, 1994

RODRIGUES, A. P., DIAS, D. S. "Políticas Alternativas: Gás Natural". RJ: Instituto Liberal, 1995.

RODRIGUES, A. P., DIAS, D. S. "Políticas Alternativas: Petróleo". RJ: Instituto Liberal, 1994.

ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T. (coord.) "A Regulamentação do Setor Petrolífero Brasileiro: Refletindo sobre o futuro". RJ: COPPE/UFRJ, 1996.

ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFFE, J. F. "Administração Financeira: Corporate Finance". SP: Ed. Atlas, 1995.

SÁ, E.K., "A Privatização do setor elétrico na Inglaterra para o caso brasileiro". Revista do BNDES, R.J.: vol. 2, nº 3, pp. 127-150, jun/1995.

SANTOS, A. F. "Perspectivas de financiamento de projetos hidroelétricos em um ambiente de mercado". RJ: UFRJ; COPPE, 1998. Tese de Mestrado.

SANTOS, D. J. S. "Debêntures: Um Instrumento Moderno de Aplicação e Captação de Recursos". RJ: BNDES, V. 2, N. 3, P. 239-254

SUDING, P. H. "Opening up and transition, success and problems: Financing and reforms of the electric power sector in Latin America and the Caribbean." In Energy Policy, Vol. 24, 5pp. 437-445, 1996.

THE WORLD BANK. "Meeting the Infrastructure Challenge in Latin América and the Caribbean." Washington, D. C., 1995.

THE WORLD BANK. "World Bank guarantees broaden capital market access: Project Finance and Guarantees". Washington, D.C.: 1995.

THE WORLD BANK. "World Development Indicators 1997." Washington, D. C., 1997.

TINOCO, E.B.P. "Engenharia Financeira Aplicada a Projetos na Indústria do Petróleo no Brasil". RJ: PUC-Rio, 1998. Monografia de Final de Curso de Engenharia Industrial.

UNIBANCO. "Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures da ITASA – Itá

Energética S.A.”. SP: 13/02/2001.

USINA HIDRELÉTRICA CANA BRAVA. “Annual Report 2001”. Tractebel Energia, 2001.

USINA HIDRELÉTRICA CANA BRAVA. “Energia e Responsabilidade Social”. CEM e Tractebel Energia, 2001.

VELASCO Jr., L. “A Economia Política das Políticas Públicas: as Privatizações e a Reforma do Estado”. RJ: BNDES, mai/1997. TD: 55.

VERGARA, L. “Projeto de Tese/Estrutura de Tese”. SP, Atlas, 1998.

WERNECK, R. L. F. “Privatização do setor elétrico: especificidades do caso brasileiro”. RJ: PUC-Rio/Dep. Economia, mai/1997. TD: 373.

Web-sites Consultados:

ADB: www.adb.org

AIG: www.aig.com

AMBAC: www.ambac.com

Andrade Gutierrez: www.andradegutierrez.com.br

ANEEL: www.aneel.gov.br

ANP: www.anp.gov.br

ANZ: www.anz.com

BNDES: www.bndes.gov.br

Brasil Energia: www.brasilenergia.com.br

CGCE: www.energiabrasil.gov.br

CON: www.odebrecht.com.br

DrKW: www.drkw.com

EBRD: www.ebrd.com

EIB: www.eib.org

Eletrobrás: www.eletrobras.gov.br

Eletronuclear: www.eletronuclear.gov.br

Fortis: www.fortis.com

Furnas: www.furnas.com.br

IBGE: www.ibge.gov.br

IDB: www.iadb.org

IFC: www.ifc.org

IPEA: www.ipea.gov.br

MBIA: www.mbia.com

MIGA: www.miga.org

MME: www.mme.gov.br

OPIC: www.opic.org

Petrobras: www.petrobras.com.br

Senado: www.senado.gov.br

Siemens: www.siemens.com.br

The World Bank: www.worldbank.org

Tractebel: www.tractebel.com

Tractebel Energia: www.tractebelenergia.com.br

Voith: www.voith.com.br

A N E X O S

ANEXO I: Cronologia do SEB¹²²

Para reconstituir o desenvolvimento institucional precedente e posterior ao advento do PND de modo a compreender melhor a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro são apresentados a seguir os instrumentos legais tidos como mais pertinentes:

Ano	Legislação	Assunto
1879		Inauguração da Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II (atual Estrada de Ferro Central do Brasil).
1883		Entrada em operação da 1ª usina hidrelétrica brasileira, localizada no rio Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina.
1889		Entrada em operação da 1ª usina hidrelétrica de grande porte brasileira, UHE Marmelos-Zero pertencente ao industrial Bernardo Mascarenhas.
1892		Inauguração da Cia Ferro-Carril do Jardim Botânico (RJ), sendo a primeira linha de bondes elétricos instalada em caráter permanente no país.
1903		Aprovação no Congresso Nacional da primeira Lei que disciplina o uso da energia elétrica no país.
1904		Criação em Toronto (Canadá) a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Empresa Cliente - RJ
1908		Inauguração da UHE Fontes Velha
1912		Criação em Toronto (Canadá), a Brazilian Traction, Light and Power Empresa Cliente Ltd, unificando as empresas do grupo Light
1913		Inauguração da UHE Delmiro Gouveia, primeira usina construída no Nordeste aproveitando o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso no rio São Francisco.
1934	Decreto 24.843 - Código de Águas	Primeiro, e um dos principais marcos, foi promulgado em 1934 consolidando o processo de ampliação da intervenção estatal que já havia iniciado em 1931 com a reordenação institucional que suspendia todos os atos relativos às operações com cursos perenes ou quedas d'água. Ao longo desse processo extinguiu-se a cláusula-ouro, em 1933, a qual reajustava as tarifas de energia elétrica em função das desvalorizações cambiais.
1940		Regulamentação da UTE's nacionais, mediante integração às disposições do Código de Águas.
1941	Decreto-Lei 3.128 de 19/03/1941	Regulamentou o "custo histórico" para efeito de cálculo das tarifas de energia elétrica e fixou em 10% a taxa de remuneração dos investimentos das empresas.
1942	Lei 1628 de 20/06/1952	Criação do BNDE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico para atuar nas áreas de energia e transporte.
1953	Lei 2308 de 31/08/1953	Criação do FFE – Fundo Federal de Eletrificação formado pelo IUEE – imposto Único sobre Energia Elétrica e por parte do Imposto de Consumo.
1954		Inauguração da UTE Piratininga, sendo a primeira usina termelétrica de grande porte brasileira movida a óleo combustível.
1954/55		Entrada em operação da UHE Paulo Afonso I, pertencente a Chesf construída no Rio São Francisco
1956		Criação da Escelsa – Centrais Elétricas do Espírito Santo S.A.
1957	Decreto-Lei 41.066	Criação de Central Elétrica de Furnas cujo objetivo era aproveitar o potencial hidrelétrico do rio Grande para solucionar o problema de abastecimento de energia na região Sudeste.
1960	Lei 3.782	Criação do MME - Ministério de Minas e Energia, quando se organiza também o DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.
1961	Lei 3.890-A	Criação da Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. com o objetivo de realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.
1965	Lei 4.904 de 07/12/65	Criação do DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia com o propósito de absorver as funções da DNPM – Divisão de Águas de Departamento Nacional da Produção Mineral, a encarregada da regulamentação dos serviços de energia elétrica. Esse órgão é o terceiro pilar do tripé – MME, Eletrobrás e DNAE -, para planejar o setor a partir da década de 1960.
1968		Criação do DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, incorporando o DNAE e o CNAEE que apresentavam superposição de poderes.

122 Fontes: BNDES, MME "A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo: Uma visão crítica", ROSA, L. P., TOMASQUIM, M. T. e PIRES, J. C. L., Memória da Eletricidade (Eletrobrás), ANEEL. e a home-page da GCE www.energiabrasil.gov.br.

Ano	Legislação/Data	Assunto
1971	Lei 5.655	Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica. Cria a RGR – Reserva Global de Reversão cujo objetivo é prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica, sendo computada como componente do curso do serviço uma quota de reversão de 3% calculada sobre o valor do investimento definido no § 1º do Art. 4.
1973	Lei 5.899 de 05/07/1973	Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu
1974	Decreto-Lei 1.373	Institui a equalização tarifária em todo o território nacional a fim de atenuar as desigualdades econômicas regionais causadas pela crise energética do primeiro choque do petróleo.
1979		A Eletrobrás adquire o controle acionário da Light Serviços de Eletricidade S.A. por US\$ 380 milhões e assume um passivo de quase US\$ 1 bilhão. A distribuidora esteve sob controle estrangeiro durante 80 anos. Inauguração da UHE Sobradinho, aproveita o maior reservatório do país e regulariza a vazão do rio São Francisco.
1984		UHE Itaipu: entrada em operação da 1ª das 18 turbinas. A maior hidrelétrica do mundo com 12.600 MW de capacidade instalada. Inauguração da UHE Tucuruí, sob operação da Eletronorte. Foi a primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia com 3960 MW de capacidade instalada.
1985		Constituído o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica pelos Ministérios de Minas e Energia e da Indústria e Comércio com o objetivo de incentivar o uso racional de energia elétrica.
	jan/85	Inaugurada a Usina Termonuclear Álvaro Alberto, mais conhecida como Angra I. Primeira usina nuclear brasileira com 657 MW de capacidade inicial instalada, localizada no município de Angra dos Reis.
1986	Resolução CONAMA nº 1	Rege a inserção da variável ambiental em projetos, desde os estudos de viabilidade e nos modelos econômicos, desenvolvidos partir da década de 1980, quando os impactos ambientais causados pelo setor energético e o elétrico, em especial, já se tornaram mais perceptíveis. Enquadra as usinas geradoras de eletricidade de potência superior à 10MW e as linhas de transmissão acima de 230 kV, como empreendimentos modificadores do meio ambiente, cujo licenciamento passou a depender de Estudos de Impacto Ambiental - EIA e de respectivo Relatório de Impacto Ambiental - RIMA.. A partir de então, os projetos do setor elétrico tiveram seus prazos estendidos e os custos sensivelmente aumentados.
1988	Constituição Federal	Perfil estatizante. Art. 21 estabelece que caberia exclusivamente a União a exploração de instalações nucleares Art. 175: impusera a necessidade de licitação para as concessões, permitindo o movimento de privatização e concessão que se delineava para o setor de infra-estrutura Art. 176: dispõe que os potenciais hidráulicos pertencem a União Criação do REVISE – Revisão Institucional de Energia Elétrica, o qual serviu de parâmetro para as mudanças que seriam promovidas na década de 1990.
1989	Lei 7.990 de 28/12/1989	Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva.

Ano	Legislação/Data	Assunto
1990	Lei 8.001 de 13/03/1990	Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei 7.990, de 28/12/1989
	Lei 8.031	Institui o PND - Programa Nacional de Desestatização, dando início ao programa de privatização
1992	Decreto 572 de 22/06/1992	As empresas do Grupo Eletrobrás são incluídas no PND
1993	Lei 8.631 de 04/03/1993	Dispôs sobre a fixação de tarifas de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida. A lei elimina a equalização tarifária, as geradoras e as distribuidoras passam a fixar sua tarifa em função de seus custos de serviço.
	Decreto 774 de 18/03/1993	Regulamentou a Lei 8.631 que fixou níveis de tarifas e extinguiu o regime de remuneração garantida
	Lei 8.666 de 21/06/1993	Instituiu normas para licitações e contratos da Administração Pública
	Decreto 915 de 06/09/1993	Autorizou a formação de consórcios para geração de energia elétrica
1993	Decreto Lei 1.009 de 22/12/1993	Criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica – SINTREL
	dez/93	Criação do SINTREL – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica com o objetivo de assegurar o livre acesso aos sistemas de transmissão, viabilizando de forma justa e equitativa a competição na geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. O SINTREL foi composto pelos sistemas de transmissão de Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Chesf, Light, Escelsa, as empresas controladas pela Eletrobrás etc.
1994	Portaria DNAEE 337/94	Regulamentou o SINTREL, para permitir livre acesso ao sistema de transmissão pelo pagamento de pedágio ("wheeling"), com tarifas até hoje discutidas e que ainda se encontram indefinidas.
1995	Lei 8.987 de 13/02/1995	Lei das Concessões: dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, regulamentando o Art. 175 da Constituição Federal. Abriu à iniciativa privada a exploração de serviços públicos como distribuição de energia elétrica, abastecimento de água etc.
	Decreto 1.503, de 25/05/1995	Incluiu no PND a ELETROBRÁS e suas subsidiárias regionais FURNAS, ELETRONORTE, ELETROSSUL e CHESF
	Lei 9.069 de 29/06/1995	Dispõe sobre o Plano Real, o Sistema Monetário nacional, estabelece as regras e condições de emissão do Real e os critérios para conversão das obrigações para o Real
	Lei 9.074 de 07/07/1995	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Sujeitou ao regime de concessão ou, quando couber, de permissão, nos termos da Lei 8.987 (Lei das Concessões), os serviços e obras públicas de competência da União
	jul/95	Privatização da Escelsa
1996	Decreto 2.003 de 10/09/1996	Regulamentou Lei 9.074 fixando limites de potência e tratando da produção de energia elétrica por PIE's e auto-produtores, conferindo-lhes direitos e obrigações.
	mai/96	Privatização da Light
	nov/96	Privatização da Cerj
	Lei 9.427 de 26/12/1996	Instituiu a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, estabelecendo limites de aproveitamentos hidroelétricos - AHE com dispensa de licitação (só autorização) e o percentual da RGR (de 2,5% dos investimentos até 3% de receita anual).

Ano	Legislação/Data	Assunto
1997	Lei 9.433 de 08/01/1997	Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamentando o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei 8.001, de 13/03/1990, que modificou a Lei 7.990, de 28/12/1989.
	Lei 9.478/1997	Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o CNP - Conselho Nacional de Política Energética e a ANP - Agência Nacional de Petróleo
	Portaria 276 de 08/09/1997	Instituiu Política Nacional de Geração Térmica a Carvão Mineral
	Decreto 2.335 de 06/10/1997	Constituiu a ANEEL, instituída em 26/12/1996 pela Lei 9.427, como autarquia sob regime especial, aprovando sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança etc.
	Portaria 459 de 10/11/1997	Regulamenta as condições de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de forma a viabilizar novos investimentos, a competição na geração de energia elétrica e propiciar a expansão da oferta a preços adequados ao consumidor.
	ago/97	Criação da Eletronuclear - Eletrobrás Termonuclear S.A., empresa responsável pelo Programa Termonuclear brasileiro.
	jul/97	Privatização da Coelba
	set/97	Privatização da Geradora Cachoeira Dourada
	out/97	Privatização da CEEE Norte-NE
	out/97	Privatização da CEEE Centro-Oeste
	nov/97	Privatização da CPFL
	nov/97	Privatização da Enersul
	nov/97	Privatização da Cemat
	dez/97	Privatização da Energipe
	dez/97	Privatização da Cosern
1998	Medida Provisória 1.531, de 08/01/1998	Altera os dispositivos das Leis 3.890-A, de 25/04/1961, 8.666, de 21/06/1993, 8.987, de 13/02/1995, 9.074, de 07/07/1995, 9.427, de 26/12/1996 e autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias
	Decreto 2.655 de 03/04/1998	Criação do ONS e do MAE
	abr/98	Privatização da Gerasul
	abr/98	Privatização da Eletropaulo-Metropolitana
	abr/98	Privatização da Coelce
	Lei 9.648 de 27/05/1998	Altera os dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25/04/1961, nº 8.666, de 21/06/1993, nº 8.987, de 13/02/1995, nº 9.074, de 07/07/1995, nº 9.427, de 26/12/1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Eletrobrás e de suas subsidiárias
	jul/98	Privatização da Elektro
	jul/98	Privatização da Celpa
	set/98	Privatização da EBE (Empresa Bandeirante de Energia)
1999	jan/99	Desvalorização do real
	abr/99	A Eletrobrás transfere para o ONS a operação e o controle do sistema elétrico brasileiro.
	jul/99	Privatização da Cesp Paranapanema
	out/99	Privatização da Cesp Tiête

Ano	Legislação/Data	Assunto
2000	Decreto 3.371 de 24/02/2000	Lançamento do PPT
	Lei 9.984, de 17/07/2000	Dispõe sobre a criação da ANA - Agência Nacional de Água, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Recursos Hídricos.
	Lei 9.991, de 24/07/2000	Dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.
	Lei 9.993, de 24/07/2000	Destina recursos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e pela exploração de recursos minerais para o setor de ciência e tecnologia.
	jul/00	Entrada em operação da Usina Termonuclear Angra II
	fev/00	Privatização da Celpe
	jun/00	Privatização da Cemar
2001	MP 2.198-3, de 29/5/2001	Criada e instalada a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE). Substituída em 6/7/2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) conforme Decreto 4.261.
	Resolução GCE 1, de 16/5/2001	Determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, localizadas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, adotem a redução de fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras por elas atendidas.
	Resolução GCE 2, de 16/5/2001	Criação do Comitê de Assessoramento Técnico-Tributário da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de sugerir alterações de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia.
	Resolução GCE 3, de 16/5/2001	Criação do Comitê de Assessoramento Jurídico da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com a finalidade de exercer as atividades de consultoria e assessoramento jurídicos à Câmara.
	Resolução GCE 4, de 22/5/2001	Dispõe sobre regimes especiais de tarifação, limites de uso e fornecimento de energia elétrica e medidas de redução de seu consumo.
	jun/01	Início do racionamento de energia elétrica
	Resolução GCE 18, de 22/6/2001	Criação do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
	Resolução GCE 24, de 5/7/2001	Cria o Programa Emergencial de Energia Eólica (Proeólica).
	Decreto 3.840, de 29/8/2001	Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE)
	Lei 10.295, de 17/10/2001	Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia.
	Resolução GCE 65, de 6/11/2001	Dispõe sobre os prazos e procedimentos para o aporte de recursos às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme disposto na MP nº 4, de 17/10/2001.
	Resolução GCE 90, de 21/12/2001	Dispõe sobre a criação no BNDES de programa de apoio emergencial e excepcional às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

Ano	Legislação/Data	Assunto
2002	9/1/2001	Apresentação do Relatório de Progresso nº 1, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
	Resolução GCE 93, de 10/1/2002	Dispõe sobre o caráter de urgência da contratação de energia elétrica e de recebíveis do MAE.
	Resolução GCE 109, de 24/1/2002	Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação (PMO), bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica.
	Resolução GCE 110, de 30/1/2002	Aprova o Relatório de Progresso nº 2, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
	Resolução GCE 115, de 6/2/2002	Estabelece diretrizes para o repasse da parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, de que trata a MP 14, de 21/12/2001.
	Resolução GCE 117, de 19/2/2003	Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumod de Energia Elétrica.
	Resolução GCE 127, de 16/4/2002	Dispõe sobre a inclusão de empreendimentos de geração e co-geração de energia termelétrica no PPT.
	Lei 10.433, de 24/4/2002	Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), pessoa jurídica de direito privado.
	Lei 10.438, de 26/4/2002	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.
	5/6/2002	Apresentação do Relatório de Progresso nº 3, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
	Decreto 4.261, de 7/6/2002	Os trabalhos e estudos coordenados pela Câmara de gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) passarão a ser conduzidos pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), vinculado ao CNPE. A GCSE será presidida pelo Ministro de Minas e Energia e deverá propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor elétrico além de gerenciar o projeto estratégico emergencial para aumentar a oferta de energia elétrica.
	4/7/2002	Geradoras e distribuidoras assinam o Acordo Geral do Setor Elétrico.
	4/7/2002	ANEEL submete a consulta pública as novas regras que irão determinar o critério para revisão das tarifas de distribuição de energia elétrica .
	Resolução CNPE nº 4, de 6/8/2002	Estabelece diretrizes para a ação da ANP na proteção do consumidor quanto a preços, qualidade e oferta de combustíveis.
	12/8/2002	ANEEL regulamenta o Leilão de Energia.
	Decreto 4.336, de 15/8/2002	Dispõe sobre a utilização de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para o financiamento do atendimento a consumidores de baixa renda.
	22/8/2002	ANEEL determina intervenção administrativa na Cemar
	Decreto 4.426, de 16 de outubro de 2002	Dispõe sobre a inclusão no PND de empreendimentos de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado.
	22/11/2002	Apresentação do Relatório de Progresso nº 4, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

ANEXO II: Glossário¹²³

Principais Instituições do SEB	
ANA (Agência Nacional de Águas)	<p>A ANA é uma autarquia sob regime especial com autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, criada pela Lei 9.984, de 7 de junho de 2000. É responsável pela implantação da Política Nacional de Recursos Hídricos.</p> <p>Além de responsável pela execução da Política Nacional de Recursos Hídricos a ANA deve implantar a Lei das Águas, de 1997, que disciplina o uso dos recursos hídricos no Brasil.</p>
ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)	<p>A Aneel, ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada pela <u>Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996</u>. Suas funções são:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, defendendo o interesse do consumidor; ▪ Mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; ▪ Garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; ▪ Exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços. <p>A Aneel é administrada por uma diretoria colegiada, formada pelo diretor-geral e outros quatro diretores, entre eles, o diretor-ouvidor.</p> <p>As funções executivas da Aneel estão a cargo de vinte superintendentes. Nas questões jurídicas, a Procuradoria Geral representa a Agência.</p> <p>O diretor-geral conta com o apoio do Gabinete, enquanto a diretoria dispõe da estrutura de uma assessoria direta e da Secretaria-Geral. A maioria das superintendências se concentra em questões técnicas - regulação, fiscalização, mediação e concessão - e uma parte delas se dedica à relação da Aneel com seu público interno e a sociedade.</p>
ANP (Agência Nacional do Petróleo)	<p>A ANP é uma autarquia integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 06/08/97, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14/01/98, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País.</p>
BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social)	<p>O papel do BNDES no financiamento da expansão do SEB é essencial devido a escassez de linhas de financiamento de longo prazo em moeda nacional.</p>

¹²³ Para maiores detalhes, ver www.energiabrasil.gov.br; www.aneel.gov.br; www.anp.gov.br; www.mme.gov.br; www.eletrobras.gov.br etc.

Principais Instituições do SEB	
CGE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica)	A GCE foi criada pela Medida Provisória 2.198-3, de 29 de maio de 2001. Seus objetivos são administrar os programas de ajuste da demanda energética, coordenar os esforços para o aumento da oferta de energia elétrica, propondo e implementando medidas de caráter emergencial necessárias na atual situação hidrológica.
CGSE (Câmara de Gestão do Setor Elétrico)	<p>Os trabalhos e estudos coordenados Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) passarão a ser conduzidos pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), vinculado ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A medida é objeto do <u>Decreto 4.261</u>, de 6 de junho de 2002.</p> <p>A CGSE será presidida pelo Ministro de Minas e Energia e deverá propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor elétrico, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para aumento da oferta de energia.</p> <p>A CGSE terá um Comitê Executivo que se reunirá quinzenalmente. Enquanto não for publicado o regimento interno da nova Câmara, o Comitê Executivo será composto pelos atuais membros do Núcleo Executivo da GCE.</p> <p>Até o dia 30 de junho, o Ministério de Minas e Energia e a Casa Civil da Presidência da República tomarão as providências necessárias para a transferência do acervo documental entre as duas Câmaras. Após essa data, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica será extinta.</p> <p>O <u>Decreto 4.261</u> determina ainda que o Ministério de Minas e Energia será o órgão responsável pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País, devendo estabelecer sistema de alerta para identificar, com antecedência, os riscos não aceitáveis de insuficiência de oferta de energia.</p>
Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.)	<p>A Eletrobrás foi criada pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, e instalada em 11 de junho de 1962, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país.</p> <p>A ELETROBRÁS é uma empresa pública, “holding” das concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica de propriedade do governo federal, com atuação em todo o território nacional através de suas subsidiárias CHESF, CGTEE, ELETRONORTE, ELETRONUCLEAR, ELETROSUL e FURNAS.</p> <p>Adicionalmente é possuidora de 50% do capital da ITAIPU BINACIONAL, além de promover pesquisas no campo da energia elétrica através do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o CEPEL, e operar programas do governo federal na área de energia elétrica, tais como: PROCEL, Luz no Campo e RELUZ.</p>
MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica)	<p>O (MAE), foi criado pela Medida Provisória no. 29 de 7 de Fevereiro de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE.</p> <p>O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL.</p> <p>Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste.</p> <p>O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos. Apenas viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.</p>

Principais Instituições do SEB

MME (Ministério de Minas e Energia)

O MME foi criado pela Lei nº 3.782 de 22/7/1960, incorporando CNP – Conselho Nacional do Petróleo. O Decreto Nº-3.404, de 5 de abril de 2000 define a atual estrutura regimental do MME. Dentre as suas atribuições, destacam-se:

- elaborar estudos e consolidar proposições com vistas à formulação de políticas e diretrizes do setor energético nacional, bem como coordenar, supervisionar e acompanhar a sua execução, visando estabelecer racionalidade na matriz de consumo dos diversos energéticos e garantir o suprimento das necessidades do País, a partir das disponibilidades de recursos internos e externos;
- propor critérios para o apoio governamental à organização, expansão, modernização e aumento da eficiência e da produtividade do setor energético, bem como sua compatibilização com o meio ambiente;
- coordenar o planejamento, no nível estratégico, do desenvolvimento energético brasileiro, em articulação com os objetivos das demais políticas públicas nacionais;
- analisar, avaliar e acompanhar as demandas dos energéticos consumidos no território nacional, bem como os custos decorrentes da matriz de consumo vigente e suas alternativas;
- promover a execução de estudos, pesquisas e desenvolvimento tecnológico relativos aos recursos energéticos, bem como o uso racional de energia, em todo território nacional;
- coordenar e orientar a implantação de mecanismos destinados ao desenvolvimento da aplicação de recursos energéticos provenientes de fontes novas e renováveis;
- assistir, técnica e administrativamente, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, em assuntos de sua área de atuação;
- estabelecer e manter o sistema nacional de informações energéticas;
- elaborar e divulgar o Balanço Energético Nacional;
- coordenar os processos de integração energética e de cooperação técnica com outros países, visando o desenvolvimento energético nacional;
- fornecer subsídios à formulação de propostas da política energética nacional, compatibilizando-as com as demais políticas públicas do País;
- coordenar o planejamento integrado do desenvolvimento energético, formulando diretrizes de política global para o abastecimento nacional e setorial de energia, observados os aspectos de meio ambiente, os regionais e os de integração com outros países;
- coordenar a elaboração do planejamento energético nacional, orientando-o para apoiar o crescimento econômico do País e o atendimento das demandas sociais básicas das comunidades;
- elaborar a Matriz Energética Nacional, contendo as diretrizes de política e as metas energéticas, para o curto, médio e longo prazos;
- elaborar e aperfeiçoar continuamente o Balanço Energético Nacional, contendo estatísticas de oferta e demanda de energia;
- coordenar o sistema nacional de informações energéticas, assegurando o livre acesso a órgãos governamentais, investidores e consumidores; e
- apoiar os trabalhos e estudos a serem realizados no âmbito do CNPE.

Principais Instituições do SEB	
ONS (Operador Nacional do Sistema)	<p>O ONS foi criado em 1998, pela lei 9.648/98 e pelo Decreto 2.655/98, para operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. O ONS teve seu funcionamento autorizado pela Aneel, com a Resolução 351/98, e assumiu o controle da operação do SIN em 1º de março de 1999. O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede — aprovados pelos próprios agentes e homologados pela Aneel.</p>
PPT (Programa Prioritário de Termelétricidade)	<p>O MME no uso de suas atribuições, institui o Programa Prioritário de Termelétricidade através do Decreto nº 3.371, de 24/02/2000, visando à implantação de usinas termelétricas.</p> <p>O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que baixará as normas para a sua execução.</p>
SEN (Secretaria de Energia)	<p>A Secretaria de Energia-, na área de energia elétrica, tem como principal objetivo a realização do planejamento indicativo da expansão (cenário possível de evolução da oferta e da demanda no horizonte decenal), identificando possíveis gargalos de oferta e definindo políticas de incentivo, por meio do MME, ao desenvolvimento do setor elétrico. Na área de transmissão de energia, a SEN, com apoio do ONS, é responsável pelo planejamento determinativo da expansão, ou seja, são definidas as obras que serão licitadas pela ANEEL. Destaca-se, nesse sentido, a criação, em dezembro de 1999, do Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, com a responsabilidade de coordenar a elaboração do planejamento indicativo decenal da expansão do setor elétrico e dos “Planos Nacionais de Energia Elétrica de Longo Prazo” (ver portaria MME no 150 de 10/5/99). Outro organismo criado em 1999 foi o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.</p>

Termos	
Alta Tensão	Tensão cujo valor entre fases é igual ou superior a uma tensão dada, variável de país para país.
Anexo V	O Anexo V é a cláusula dos contratos iniciais de compra e venda de energia assinado entre as geradoras e distribuidoras, que prevê a compra compulsória, pelas geradoras, por um preço de mercado, do percentual da energia não despachada ao sistema elétrico.
Auto Produtores de Energia	Sistema de geração de energia destinada ao atendimento das necessidades do próprio consumidor (em substituição parcial ou total da energia adquirida da concessionária).
Bacia Hidrográfica	Superfície do terreno, medida em projeção horizontal, da qual provém efetivamente a água de um curso de água até ao ponto considerado.
Baixa Tensão	Tensão cujo valor entre fases é inferior a uma tensão dada, variável de país para país.
Barragem	Tem por função barrar o fluxo da água do rio represando-a
Biomassa	Composto de origem orgânica, passível de ser utilizado para produção de energia, através de queima. Um exemplo é o bagaço de cana-de-açúcar.
British Thermal Unit	Em português, Unidade Térmica Inglesa. Um BTU corresponde à quantidade de calor que deve ser cedida a uma massa de libra de água (aproximadamente 0,45 kg) para elevar em um 1° F (1 grau Fahrenheit) a sua temperatura. A capacidade de um condicionador de ar é expressa em BTU. Por exemplo, um condicionador de 10.000 BTU/h é capaz de retirar 10.000 BTU (quantidade de calor) em 1 hora. British thermal unit (Btu) - Corresponde à quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma libra (unidade inglesa de peso) de água de 39,2°F. 1 Btu = 1 055,6 J.
CA	Corrente Alternada
Capacidade Útil	Volume de água disponível numa represa entre o nível de pleno armazenamento e o nível mínimo de exploração normal.
Carga de Base	Parte constante da carga de uma rede durante um período determinado (por exemplo: dia, mês, ano).
Carga de Ponta	Potência máxima à qual uma rede tem que fazer face durante um determinado período, (exemplo: dia, mês, ano, hora, minuto).
Carga Instalada	Soma da potência de todos os aparelhos instalados nas dependências da unidade consumidora que, em qualquer momento, podem utilizar energia elétrica do concessionário.
Carga Própria de Energia	Demanda média requerida de uma instalação ou conjunto de instalações durante um período de referência - (relação entre a eletricidade gerada em MWh e o tempo de funcionamento das instalações). Carga Própria de Demanda - Maior média de demanda medida num intervalo de 60 segundos, verificada num período de referência.
Central hidráulica ou Hidroelétrica	Instalação na qual a energia mecânica da água é convertida em energia elétrica.
Central Hidroelétrica a Fio de Água	Central hidroelétrica num curso de água, sem represa, reguladora de volume significativo.
Central Hidroelétrica de Represa	Central hidroelétrica cuja alimentação pode ser regulada graças a uma represa.
Central Maremotriz	Central hidroelétrica que utiliza o desnível entre o mar e uma bacia do qual está separado, criado pelo efeito das marés.
Central Nuclear	Instalação na qual a energia libertada a partir de combustível nuclear é convertida em energia elétrica.

Termos	
Central Térmica Clássica	Instalação na qual a energia química, contida em combustíveis fósseis, sólidos, líquidos ou gasosos, é convertida em energia elétrica.
Classes de Consumo	Designação de grupos de consumidores para enquadramento do fornecimento de energia elétrica realizado a unidade de consumo, classificadas como : Residencial, Industrial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, Rural, Poder Público (fundações de direito público, autarquias, órgãos da união, estado ou município), Iluminação Pública, Serviço Público (tração elétrica, água, esgoto e saneamento), Consumo Próprio (prédios das concessionárias de serviço público de eletricidade, canteiros de obras, usinas).
Co-geração	A co-geração é o processo que permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e de vapor, a partir de uma única fonte de combustível.
Combustíveis Fósseis	Carvão, petróleo e gás natural. Material de caráter não renovável (finito) que se extrai da terra. Para gerar energia ele tem de ser queimado. O petróleo e o gás são formados a partir da decomposição e soterramento de animais e plantas marinhas. O carvão vem da acumulação de plantas terrestres, parcialmente decompostas, que crescem em ambientes de pântanos. Composição do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela estimada (remanescente + individualizada) com a inventariada. A parcela inventariada inclui usinas em diferentes níveis de estudos - inventário, viabilidade e projeto básico - além de aproveitamentos em construção e operação.
Concessionárias	Empresas autorizadas a operar em geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.
CCC - Conta de Consumo de Combustível	A CCC é uma espécie de fundo usado para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica nos sistemas Interligado e Isolado. A Conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País. Para isso, as distribuidoras de energia são obrigadas a recolher mensalmente sua cota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a Conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual das empresas. A CCC é gerida pela Eletrobrás, empresa que determina a necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica com base num planejamento energético anual feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
Contratos Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre duas partes. São firmados entre os agentes sem a participação da Aneel ou MAE. Os contratos não contêm informações de preços, apenas os montantes contratados, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar sem validações, ou seja, os dados não precisam ser iguais para um mesmo patamar.
Contratos Iniciais	Com o início da privatização em 1995 cujo objetivo era a introdução da competição nos segmentos de Geração e Consumo, através da inserção de novos agentes e desverticalização, em 1998 deu-se início os Contratos Iniciais. Contratos Iniciais são contratos de longo prazo firmados entre empresas G/D, D/D e G/G com preços fixados pela Aneel. Os contratos iniciais são definidos e regidos por Leis e Decretos federais, e estão contemplados nas Resoluções nº 141/99, nº 267/98, nº 451/98, nº 44/01, nº 447/00, nº 173/01, nº 444/00, nº 470/01, nº 360/00 e nº 45/01 da Aneel.
Contrato com Obrigação de Aquisição (Take or Pay Contrat)	Contrato que prevê a obrigação de adquirir uma quantidade mínima de petróleo ou de gás natural (ou de qualquer outra forma de energia) por um preço fixado ou de efetuar um pagamento mesmo que certas quantidades não tenham sido adquiridas.
Controladores de Demanda	Equipamentos destinados a manter a demanda (integrada em intervalos de 15 minutos) controlada e com isto evitar as punições contratuais aplicáveis pela concessionária, na conta de eletricidade.

Termos	
Controladores de Fator de Potência	Servem para manter o fator de potência dentro dos limites previstos pelo contrato estabelecido com a concessionária para cada período do dia. Os controladores podem ser comprados como equipamentos isolados, instalados em bancos automáticos ou podem ainda estar incorporados em sistemas de gerenciamento de energia.
Correção do Fator de Potência	Manutenção do fator de potência dentro da faixa estabelecida pela Aneel para evitar as multas na conta mensal de eletricidade através de capacitores e seus controladores.
Corrente Contínua	Corrente cuja polaridade e intensidade são constantes.
Curva-guia	É uma curva cujos pontos indicam a necessidade de armazenamento no Reservatório Equivalente da região de forma que no final do período seco os níveis dos reservatórios das usinas não cheguem a valores inferiores aos mínimos aceitáveis (5% no Nordeste e 10% no Sudeste/Centro-Oeste). A Curva Guia é calculada fazendo o balanço entre a oferta de energia (com a pior ano de vazão do histórico e térmicas disponíveis) e o consumo(carga) previsto para o período. Na Curva Guia Inferior as térmicas são despachadas na base(máximo) e- na Curva Guia Superior as térmicas são disponibilizadas com o valor mínimo
Custos Gerenciáveis	Custos de distribuidoras de energia elétrica nos quais incide o IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.
Custos Não Gerenciáveis	Custos de distribuidoras de energia elétrica tais como Energia Comprada de Geradoras, Conta de Consumo Combustível (CCC), Reserva Global de Reversão (RGR), taxa de fiscalização e encargos de transmissão.
Demanda Assegurada	Demanda a ser obrigatória e continuamente colocada à disposição do consumidor classificado como "sazonal" ou "rural" por parte do concessionário, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixado no contrato.
Demanda Instantânea	Demanda requerida num determinado instante.
Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)	Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.
Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)	Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.
Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)	Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.
Eletrointensivos (Energointensivos)	Setores onde a energia elétrica tem peso grande no processo de produção. Exemplos: não-ferrosos, siderurgia não-integrada, papel, ferro-liga, cimento, gases industriais e soda-cloro, segundo classificação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)
Energia Assegurada	A Energia Assegurada de cada usina hidrelétrica será a fração a ela alocada da Energia Assegurada do sistema que constituirá o limite de contratação, determinado pela ANEEL, para os geradores hidrelétricos do sistema.
Energia Eólica	É a energia obtida pelo movimento do ar (vento).
Energia Hidráulica	Energia potencial e cinética das águas.
Energia Limpa	Energia que não produz resíduos poluentes. Por exemplo: a energia solar.
Energia Reativa	É a energia solicitada por alguns equipamentos elétricos, necessária à manutenção dos fluxos magnéticos e que não produz trabalho. A unidade de medida é o quilovar-hora (kvarh).

Termos	
Energia Secundária	A Energia Secundária é toda a energia que sobra, acima da assegurada do sistema, após o processo de realocação de energia. Essa energia secundária será repartida, proporcionalmente às asseguradas, ao preço dos mesmos R\$ 4,00 por MWh, para as usinas participantes do MRE.
Energia Térmica ou Calorífica	Origina-se da combustão de diversos materiais. É considerada uma energia de fontes convencionais como o carvão, petróleo e o gás natural.
Energia Útil Produzida	Energia elétrica à saída da central. Exploração.
Energia Velha	É toda energia produzida pelas hidrelétricas estatais cujos investimentos já foram amortizados, no todo ou em parte. O custo de geração dessa energia é muito baixo, comparativamente aos custos de geração dos novos empreendimentos ainda em fase de consolidação.
Fator de Capacidade	Relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação ou conjunto de instalações.
Fator de Carga	Relação entre o consumo num intervalo de tempo determinado (ano, mês, dia, etc) e o consumo que resultaria da utilização contínua da carga máxima verificada, ou outra especificada, durante o período considerado.
Fator de Carga Anual de um Sistema	Relação entre a carga própria anual de energia de um sistema energético e a carga própria de demanda do sistema ao longo do ano. Exprime-se em percentagem e pode utilizar-se na previsão de variações do consumo. A fim de se terem em conta as variações climáticas, quando se compara um ano com outro, o fator de carga real pode ser corrigido para ter em conta condições climáticas médias.
Fator de Potência (FP)	Obtido da relação entre energia ativa e reativa, a partir de leituras dos respectivos aparelhos de medição.
Fatores de Conversão (Coeficientes de Equivalência)	Coeficientes que permitem passar as quantidades expressas numa unidade de medida para quantidades expressas numa unidade comum. Por exemplo, no caso do Brasil, para se converter tonelada de lenha em tep, utiliza-se o coeficiente 0,306, que é a relação entre o poder calorífico da lenha e o do petróleo (3300 Kcal/Kg 10800 Kcal/Kg), ou seja, 1 t de lenha = 0,306 tep.
Fornecimento em Baixa Tensão ou Tensão Secundária	É o atendimento com tensão até 1000 V.
Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)	Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto analisado, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.
Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)	Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.
Linha	Conjunto de condutores, isoladores e acessórios, usada para o transporte ou distribuição de eletricidade.
Medidores e Registradores	Servem para identificar o uso de energia seja individualmente por carga ou por grupo de cargas.
Mercados Futuros	Funcionam com hedges, buscando minimizar os riscos associados à variação de preços.
Mercado Spot	Equivalente ao mercado atacadista de energia, ou mercado de curto prazo.
Megawatt (MW)	Watt é a unidade de potência, ou seja, energia produzida ou trabalho realizado, por segundo. As unidades maiores de potência são o quilowatt (1kW = 1000 W) e o megawatt (1 MW = 10 ⁶ W). Tais unidades são usadas na indicação das potências das máquinas ou da taxa do suprimento de energia elétrica.

Termos	
Metas de Continuidade	Padrões estabelecidos pela Aneel, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia	<p>O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento do risco hidrológico que está associado à otimização do sistema hidrotérmico realizada através de um despacho centralizado, realizado pelo ONS. Apenas as usinas hidroelétricas e as termoeletricas que participam da CCC (Conta de Consumo de Combustível) podem optar pela participação do MRE.</p> <p>Em primeiro lugar, toda a geração das usinas participantes de todo o país é comparada com as energias asseguradas (atribuídas às usinas anualmente pela ANEEL) do sistema elétrico.</p> <p>Toda a geração que excede à assegurada é "transferida", para efeito apenas de contabilização, às usinas que tiveram o seu despacho definido pelo ONS como sendo abaixo do seu nível assegurado.</p> <p>Desta forma, o MRE procura garantir a energia assegurada de cada usina participante, para efeito de contratação bilateral. A ANEEL estabelece que nenhuma empresa geradora pode vender mais energia que o nível assegurado. Essa regra, de certa forma, protege os Agentes Geradores contra exposições ao Preço MAE, caso não exista energia suficiente no sistema para atender todas as asseguradas.</p> <p>Caso o total de geração das usinas participantes do mecanismo não seja suficiente para atender o repasse de energia até o nível de assegurada de todas as usinas, o sistema realiza um reajuste proporcional nas energias asseguradas de todas as usinas participantes do mecanismo. Pode-se dizer então que o MRE não garante que as usinas participantes sempre poderão dispor da energia assegurada para efeito de contratação bilateral.</p> <p>Do ponto de vista de cada usina, aquelas unidades que geraram acima de suas asseguradas, no processo de contabilização do MAE, estarão "vendendo" essa diferença para o sistema ao custo mínimo estabelecido para a água (hoje, R\$ 4,00 para cada MWh).</p> <p>Analogamente, a usina que "recebe" essa energia estará pagando ao sistema os mesmos R\$ 4,00 / MWh. Esses valores são apresentados na fatura emitida pelo MAE para liquidação ao final de cada período contabilizado.</p>
Nível de Tensão	É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	Central hidrelétrica com potência instalada entre 1 e 30 MW.
PPT - Programa Prioritário de Termoeletricidade	O PPT foi criado pelo Governo Federal em 24 de fevereiro de 2000, pelo Decreto 3.371, com o objetivo de ampliar a geração térmica, através de incentivos aos investidores das usinas termelétricas.
Perda de Carga	Redução da energia útil provocada pelo escoamento da água num circuito hidráulico.
Período Seco (S)	É o período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro de cada ano.
Período Úmido (U)	É o período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
Pico de Demanda	Máxima demanda instantânea requerida num intervalo de tempo (dia, mês, ano, etc.).

Termos	
Ponto de Entrega	Primeiro ponto de fixação dos condutores do ramal de ligação na propriedade consumidora. É o ponto até o qual a concessionária se obriga a fornecer energia elétrica, com participação nos investimentos necessários, responsabilizando-se pela execução dos serviços, pela operação e pela manutenção.
Potência	É a quantidade de energia solicitada na unidade de tempo: a unidade de medição é o quilowatt (KW).
Potência Bruta	Potência elétrica nos terminais do gerador.
Potência Elétrica Disponível	Potência elétrica máxima que, em cada momento e num determinado período, poderia ser obtida na central ou no grupo, na situação real em que se encontra nesse momento, sem considerar as possibilidades de colocação da energia elétrica que seria produzida.
Potência Elétrica Máxima Possível	Maior potência elétrica que pode ser obtida numa central ou num grupo durante um tempo determinado de funcionamento, supondo em estado de bom funcionamento a totalidade das suas instalações e em condições ótimas de alimentação (combustível ou água).
Potência Instalada	Soma das potências nominais dos transformadores de uma instalação.
Potência de Mínimo Técnico	A mais baixa potência com que uma central pode funcionar em condições técnicas corretas.
Potência Nominal	Potência máxima em regime contínuo, para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa anexada nas máquinas.
Potencial Teórico Hidráulico Bruto	Quantidade máxima de energia elétrica que pode obter-se numa região determinada ou numa bacia hidrográfica durante um ano médio, tendo em conta os desníveis correspondentes referidos a um dado ponto dessa região ou bacia.
Potência Útil	Potência elétrica à saída da central.
Preço Médio de Energia	O preço médio de eletricidade é um parâmetro, como o próprio nome já diz, que define o custo da energia elétrica para uma unidade consumidora, resultado das tarifas aplicadas e o regime de operação. Principais variáveis necessárias ao cálculo: demanda, consumo, fator de carga, e índice de modulação e tarifas de energia elétrica por classe de tensão e modalidades tarifárias.
Price Cap	Preço teto. Preço máximo que pode ser praticado por um agente regulado que está sujeito a preços públicos (tarifas).
Produtores Independentes de Energia	Empreendimentos destinados à produção de energia para terceiros.
Pulsos	Sinais elétricos fornecidos pelo sistema de medição do concessionário, destinados à supervisão e controle de carga por parte do consumidor com contrato horo-sazonal (tarifa Azul e Verde).
Quilowatt-hora	O quilowatt-hora, cujo símbolo é KWh, equivale ao consumo de mil watts em uma hora.
Ramal de Ligação	É o trecho do circuito aéreo compreendido entre a rede de distribuição e o ponto de entrega.
Rede Elétrica	Conjunto de linhas e outros equipamentos ou instalações elétricas, ligados entre si, permitindo o movimento de energia elétrica.
Rede Primária	É de tensão um pouco elevada (em torno de 10 mil a 15 mil volts) e a sua trajetória é pelo ponto mais alto dos postes.
Rede Secundária	É na tensão de fornecimento, em 110 e 220 volts. Existem variações podendo-se encontrar tensão de 440 volts ou mais dependendo das necessidades.
Ship or Pay	Pagamento fixo pelo serviço de transporte do gasoduto.
Sobretaxa	Taxa suplementar ou adicional. Tributo adicional lançado sobre uma mercadoria já onerada por outro.

Termos	
Spot	Refere-se ao mercado de curto prazo, onde o preço varia de acordo com a relação entre a oferta e a procura.
Tarifa Azul	Modalidade tarifária estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.
Tarifa Convencional	Modalidade tarifária estruturada para aplicação de um preço único de demanda de potência e consumo de energia elétrica, independentemente dos períodos do ano e das horas de utilização do dia.
Tarifa de Consumo	Valor (R\$) do KWh de energia utilizada.
Tarifa de Selo	Parcela da tarifa que é dividida igualmente para todos os usuários do sistema de transmissão para completar a receita dos serviços.
Tarifa de Ultrapassagem	Tarifa a ser aplicada ao valor de demanda registrada que superar o valor de demanda contratada ou assegurada nos contratos de fornecimento de energia elétrica-modalidade horo-sazonal-tarifa Azul ou Verde.
Tarifa Fiscal	Valor (R\$) declarado periodicamente pelo poder concedente. A tarifa fiscal é utilizada, entre outras finalidades, para o cálculo do limite de investimento do concessionário e para o cálculo da participação financeira do consumidor.
Tarifa Verde	Modalidade tarifária estruturada para aplicação de preço único de demanda de potência e preços diferenciados de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.
Tempo de Indisponibilidade Programada	Intervalo de tempo durante o qual uma instalação, ou parte dela, não se encontra em condições de funcionamento, devido a operações de manutenção programadas.
Tempo Médio de Atendimento (TMA)	Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.
Transformador	Aparelho estático de indução eletromagnética, destinado a transformar um sistema de correntes variáveis em um ou em vários outros sistemas de correntes variáveis, de intensidade e tensão, em geral, diferentes, e de frequência igual.
Turbina	É a máquina que é movimentada por alguma força externa, que pode ser água em movimento ou vapor sob pressão.
Urânio-235	Elemento metálico, branco e denso. É radioativo, decaindo para chumbo depois de um longo período. O urânio ocorre naturalmente na forma de três isótopos (elementos com o mesmo número de átomos e massas diferentes), de número de massa 234, 235 e 238. De todo o urânio disponível, apenas 0,71% é de urânio-235, mas ele é o único isótopo de ocorrência natural físsil, isto é, que pode ser cindido por um nêutron para formar núcleos menores e liberar energia.
VN - Valor Normativo	O VN é o custo de referência para comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Permite estabelecer condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo.
Vertedouro	Serve para controlar o nível de água da represa, evitando transbordamentos.
Watt (W)	Medida de potência. O quilowatt (KW) tem mil watts; o megawatt (MW), um milhão de watts e o gigawatt (GW), um bilhão de watts.

ANEXO III: Dados PND do SEB

Tabela 21: PND: Resultado das privatizações distribuidoras e geradoras federais

Distribuidoras Federais	Data	Resultado Geral (R\$ MM)	Ágio (%)	Grupo Controlador	País	Geradora Federal	Data	Resultado Geral (R\$ MM)	Ágio (%)	Grupo Controlador	País
Escelsa	Jul/95	358,77	11,8	IVEN (50%) GTD Part. (50%)	Brasil (100%)	Gerasul	abr/98	944,47	-	Tractebel (100%)	Bélgica (100%)
Light	Mai/96	2260	-	AES (20,3%) Reliant Energy (20,3%) EDF (20,3%) BNDESPar (16,4%) CSN (13%) GTD Part. (1,4%) Outros (8,3%)	EUA (40,6%) Brasil (39,1%) França (20,3%)						
Total		2616,77	5,9			Total		944,47	-		
Total (D + G)		3561,24	3,0	[1]							

[1] Média dos ágios oferecidos nos leilões de privatização das empresas de energia elétrica federais

Fonte: BNDES, 2002

Tabela 22: PND: Resultado da privatização das geradoras estaduais

Geradoras Estaduais	Data	Resultado Geral (R\$ MM)	Ágio (%)	Grupo Controlador	País
Cachoeira Dourada	set/97	780	44	Endesa (60%) Edegel (20%) Fundos de Investimento (20%)	Chile (60%) Peru (20%) Outros (20%)
Cesp Paranapanema	jul/99	1260	90	Duke Energy (100%)	EUA (100%)
Cesp Tiête	out/99	938	30	AES (100%)	EUA (100%)
Total		2978	55 [1]		

[1] Média dos ágios oferecidos nos leilões de privatização das geradoras estaduais

Fonte: BNDES, 2002

Tabela 23: PND: Resultado da privatização das distribuidoras estaduais

Distribuidoras Estaduais	Data	Resultado Geral (R\$ MM)	Ágio (%)	Grupo Controlador	País
Cerj	nov/96	605,33	30,3	EDP (30%)	Chile (60%)
				Empresa Electrica de Panamá S/A (30.6%)	Portugal (30%)
				Endesa (10%) Soc. Panamena de Eletricidade (29.4%)	Espanha (10%)
Coelba	jul/97	1730,9	77,38	Guaraniana (100%)*	Brasil (61%)
					Espanha (39%)
CEEE - Norte-NE	out/97	1635	82,82	VBC (33.3%)	Brasil (66.7%)
				Previ (33.3%)	EUA (33.3%)
				CEA (33.3%)	
CEEE - Centro Oeste	out/97	1510	93,56	AES (100%)	EUA (100%)
CPFL	nov/97	3015	70,1	VBC (45.32%)	Brasil (100%)
				Fundos de Pensão (54.68%)	
Enersul	nov/97	625,55	83,8	Escelsa (100%)	Brasil (100%)
Cemat	nov/97	391,5	21,1	Grupo Rede (65%)	Brasil (100%)
				Inepar (35%)	
Energipe	dez/97	577,1	96	Cataguases-Leopoldina & Uptick Part. (100%)	Brasil (100%)
Cosern	dez/97	676,4	73,6	Coelba (62.7%)	Brasil (87.8%)
				Guaraniana (31.4%)	Espanha (12.2%)
				UPTICK Part. S/A (5.9%)	
Coelce	abr/98	987,01	27,2	Endesa (37.5%)	Espanha (36.5%)
				Cerj (36.5%)	Brasil (36.5%)
				Energis Chilectra (26%)	Chile (26%)
Eletropaulo Metropolitana	abr/98	2026	-	Light (100%)	Brasil (100%)
Celpe	jul/98	450,26	-	Grupo Rede (65%)	Brasil (100%)
				Inepar (35%)	
Elektro	jul/98	1479	98,94	Enron (100%)	EUA (100%)
EBE - Empresa Bandeirante de Energia	set/98	1,014	-	CPFL/VBC (44%)	Brasil (44%)
				EDP (56%)	Portugal (56%)
				Iberdrola (68%)	Espanha (68%)
Celpe	fev/00	1781	-	Previ (20%)	Brasil (32%)
				Banco do Brasil Inv. (12%)	
Cemar	jun/00	522,7	-	Pensylvannia Power & Light (100%)	EUA (100%)
Total		944,47	47,16 [1]		

(*) Guaraniana: Iberdrola (39%); BrasilCap (48%) e Fundos de Invest. (13%)

[1] Média dos ágios oferecidos nos leilões de privatização das distriuidoras estaduais

Fonte: BNDES, 2002

ANEXO IV: Agências de Financiamento

IV-1 Agências Multilaterais

IBRD – International Bank for Reconstruction and Development¹²⁴



O IBRD é mais conhecido internacionalmente pela sigla BIRD – Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, representando a figura do Banco Mundial. O termo Grupo Banco Mundial se refere ao BIRD e os seus afiliados: IDA, IFC, MIGA entre outros.

O BIRD foi fundado em 1944 e, inicialmente, auxiliou a reconstrução dos países europeus devastados pela II Guerra Mundial, sendo posteriormente estendido a outros países.

O seu foco de atuação são projetos que auxiliem o desenvolvimento econômico e social dos países em desenvolvimento. A instituição oferece, também, treinamento e assistência técnica para ajudar esses países a gerenciar seu desenvolvimento. Em geral, os empréstimos do BIRD representam apenas uma parcela do financiamento de um projeto; co-financiando por outras agências de fomento, de preferência as locais.

A participação do BIRD, na estruturação do financiamento oferece uma maior credibilidade ao projeto, criando dessa forma um conforto adicional para que outros financiadores e investidores também participem. Apesar de sua pouca agilidade, a presença do BIRD é muito bem vinda, por funcionar como garantia contra o risco político e de conversibilidade de moeda. Além disso, o BIRD possui conhecimento e facilidade de acesso em relação ao aparato legal de diversos países, o que facilita a elaboração do pacote de financiamento.

¹²⁴ Ver Razavi, 1996 e <http://www.worldbank.org>

IDA – The International Development Association¹²⁵



O IDA foi fundado em 1960 como uma instituição afiliada ao Banco Mundial, cujo objetivo é prestar assistência aos países pobres pela concessão de financiamento isenta de taxas de juros a fim de reduzir a pobreza desses países.

O IDA concede anualmente em torno de US\$ 5-7 bilhões em empréstimo e os procedimentos exigidos são similares ao do Banco Mundial.

IFC – International Finance Corporation¹²⁶



O IFC foi criado em 1956 como braço privado do Banco Mundial. Até 30 de junho de 2001, essa instituição havia concedido mais de US\$ 31,2 bilhões em financiamento com recursos próprios, além dos US\$ 20,4 bilhões em empréstimos sindicalizados e subscrição de ações para 2.636 empresas em 140 países em desenvolvimento. O IFC pode vir a adquirir participações minoritárias nas empresas e seus projetos financiados pela instituição¹²⁷.

O IFC é atualmente a maior fonte de empréstimos e financiamentos para projetos do setor privado em países em desenvolvimento. Ele desempenha diferentes papéis na viabilização de projetos nesses países, atuando como financiador e como consultor de investidores privados e dos governos locais, disseminando sua vasta experiência nesse tipo de negócio. O IFC desempenha o papel de catalisador ao estimular e mobilizar investimentos privados em países em desenvolvimento, demonstrando, desta forma, que incursões nesses campos podem ser rentáveis. Para atingir tais fins, apóia agentes privados, principalmente onde não há capital suficiente, assumindo o risco comercial sem exigir garantias governamentais.

¹²⁵ Ver <http://www.worldbank.org>

¹²⁶ Ver <http://www.ifc.org>

¹²⁷ Fonte: Annual Report 2001., disponível em <http://www.ifc.org/ar2001/annual/intro.html>.

Essa instituição, como todos os demais organismos multilaterais, possui um procedimento de liberação de recursos que envolvem uma análise bastante minuciosa do projeto em questão, tanto no seu aspecto financeiro como nos aspectos ambiental, político e social. Daí a confiabilidade desse organismo e de seus pareceres, o que favorece a elegibilidade e o sucesso dos projetos em que estão envolvidos.

Sua participação no financiamento de projetos se dá através de três linhas: o empréstimo A, com recursos próprios da instituição; o empréstimo B, organizado pela instituição, mas fundeado com recursos de bancos comerciais; e o empréstimo C, normalmente com recursos próprios, tratando-se de uma linha especial utilizada para adquirir participações acionárias minoritárias, empréstimos subordinados. O empréstimo B trata-se de uma forma de atrair empréstimos de longo prazo de bancos comerciais, pois estes se sentem seguros em participar de um financiamento aprovado pela instituição. Esse tipo de apoio é o chamado “guarda-chuva” das agências multilaterais, onde estas constam como financiadoras (*lender of record*) junto aos bancos centrais dos países de origem dos bancos comerciais envolvidos e do país destinatário. Garante no primeiro caso, a liberação de provisões normalmente requeridas para empréstimos internacionais, e, muitas vezes, no caso do país destinatário, a liberação da retenção de imposto de renda na fonte para o pagamento de juros e outras comissões relacionadas ao empréstimo (Azeredo, 1999).

IDB – The Inter-American Development Bank



O IDB ou BID - Banco Inter-Americano de Desenvolvimento foi fundado em 1959 para auxiliar o desenvolvimento econômico e social da América Latina e do Caribe. É uma das mais antigas instituições regionais de desenvolvimento, possuindo cerca de 46 membros. Até 1989, financiava primordialmente projetos vinculados ao setor público e após essa data foi autorizado a expandir sua atuação a projetos privados do setor de infra-estrutura nesses países. Em seus 38 anos em operação, o IDB tornou-se o maior provedor de recursos para a região. A sua atuação é diversificada, utilizando não só capital próprio como também recursos através do mercado financeiro e outras fontes disponíveis para financiar o desenvolvimento dos

países membros. Pode participar complementando o investimento privado quando o capital privado não está disponível em termos e condições favoráveis para a viabilização de um dado projeto. Além disso, o IDB oferece assistência técnica para a preparação, financiamento e implementação do desenvolvimento de planos e projetos. A instituição possui um excelente programa para auxiliar na preparação de projetos justamente pela experiência acumulada em prestar assistência técnica a essas atividades.

Anualmente, o BID concede cerca de US\$ 5-7 bilhões em empréstimo dos quais 20% a 25% são destinados ao setor de energia. Quando o financiamento é destinado a entidades públicas, o BID requer garantia governamental.

Ao longo de sua trajetória, o IDB tem concedido financiamento para projetos que representam um investimento total de US\$ 240 bilhões. O empréstimo anual tem crescido drasticamente, como comprovam os números; em 1961 os empréstimos aprovados foram de US\$ 294 milhões e, em 1998, alcançaram US\$ 10 bilhões¹²⁸.

Esta agência opera de forma muito similar ao IFC, apresentando também uma estrutura de financiamentos A (recursos próprios) e B (recursos de terceiros, geralmente de bancos comerciais). Mais recentemente, a instituição também vem apresentando como modalidade de suporte, garantias contra risco político ou comercial. O IDB possui uma grande experiência no Brasil em financiamentos em parceria com o BNDES e vem atuando recentemente em diversos projetos de geração de energia e no setor de transportes, sendo a instituição multilateral mais ativa em financiamentos para infra-estrutura no país (Azeredo, 1999).

EIB – European Investment Bank



European Investment Bank

O EIB foi criado em 1958 com a missão de financiar os países membros da Comunidade Econômica Européia (EEC) e após 1993 os da União Européia (UE).

¹²⁸ Disponível em <http://www.iadb.org>.

O EIB apóia projetos que tenham sinergia com os da União Européia, financiando projetos industriais de 10-12 anos e para os projetos de infra-estrutura e energia os prazos variam de 12-15 anos¹²⁹.

Desde a sua criação, o EIB tem atuado ativamente em operações de concessão e obtenção de empréstimo dando suporte às novas direções trilhadas pela economia européia.

A maior vantagem do EIB é fazer parte da UE e, simultaneamente, ser um banco, atuando no planejamento de soluções inovadoras de financiamento, estando apto a conceder empréstimo para a demanda específica desses setores e dos projetos os quais são de interesse da EU. Cabe também a essa instituição, encorajar as parcerias público-privadas, especialmente nos projetos de infra-estrutura.

EBRD - European Bank for Reconstruction and Development¹³⁰

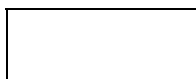


O EBRD foi criado em 1991 com o objetivo de orientar os países da Europa Central e Oriental na transição para o mercado aberto, apoiando os projetos públicos e privados desses países.

O EBRD empenha-se em apoiar as operações desses países, a fim de implementar as reformas econômicas estruturais e setoriais, promovendo competição, privatização e iniciativas no campo empresarial, obedecendo as particularidades e os diferentes estágios de transição que cada um desses países atravessa.

Esta instituição oferece empréstimos através de recursos próprios e/ou de bancos comerciais, participações minoritárias no capital social da empresa ou garantias.

ADB – Asian Development Bank¹³¹



O ADB foi criado em 1966, com a missão de estimular o desenvolvimento econômico e social dos países membros da Ásia e do Pacífico, pela concessão de

¹²⁹ Ver Razavi (1996).

¹³⁰ Disponível em: <http://www.ebrd.org>.

¹³¹ Ver <http://adb.org>

financiamento, participações acionárias e consultoria técnica necessária para a elaboração e a execução dos projetos dos setores público e privado.

CAF – Corporação Andina de Fomento

A CAF tem um enfoque de atuação parecido com a do IFC, ou seja, dedica-se a projetos conduzidos pelo setor privado. Apesar deste órgão ser muito ativo e possuir mais recursos do que o está sendo utilizado, o Brasil não faz parte da Corporação.

A CAF garante risco de expropriação, conversão e transferência e risco de moratória, atuando no financiamento de novos projetos, expansões e capital de giro. O foco dessa instituição é o financiamento de projetos de infra-estrutura; os voltados para a exportação por meio de empréstimos do tipo A e B.

IV-2 Agência Bilaterais

Tabela: As Maiores Agências Envolvidas em Financiamento Bilateral¹³²

País	Agência de Desenvolvimento	Agência de Crédito à Exportação	Agência de Seguro e Garantia
Alemanha	BMZ KfW - Kreditanstalt fur Wiederaufbau GTZ	KfW - Kreditanstalt fur Wiederaufbau AKA – AusFuhrkredit-Gesellsehaft mbH Hermes Kreditversicherungs AG	Hermes Kreditversicherungs AG
Austrália	AusAID	EFIC – Export Finance and Insurance Corporation	EFIC – Export Finance and Insurance Corporation
Austria	DGDC	OKB – Österreichische Kontrollbank AG	OKB – Österreichische Kontrollbank AG
Bélgica	BADC	OND – Office National du Ducroire OND	OND – Office National du Ducroire OND
Brasil	BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	
Canadá	CIDA	EDC – Export Development Corporation	EDC – Export Development Corporation EDC
Coréia	Kexim, EDCF	Kexim	EIBK – The Export-Import Bank of Korea
Dinamarca	DANIDA	DEF – Dansk Eksportfinansieringsfond EKR - Eksportkreditradet	EKR
E.U.A	USAID	USExim – Export-Import Bank of the United States, PEFCO – Private Export Funding Corporation	USExim – Export-Import Bank of the United States, OPIC – Overseas Private Investment Corporation
Espanha	MOEF	ICES, CESCE – Compania Española de Seguros de Crédito a la Exportacion	CESCE – Compania Española de Seguros de Crédito a la Exportacion
Finlândia	DIDC	FEC, FGB (VTL) - Vientitakuulaitos	FGB (VTL) - Vientitakuulaitos

¹³² Elaboração própria, a partir de dados coletados em Nevitt;Fabozzi (1995) e Razavi (1996).

França	CFD, FAC	COFACE – Compagnie Française d'Assurance pour le Commerce Extérieur, BFCE – Banque française du Commerce Extérieur	COFACE – Compagnie Française d'Assurance pour le Commerce Extérieur
Holanda	DGIS	DNB – De Nederlandsche Bank, NCM – Nederlandsche Credietverzekering Maatschappij NV	NCM – Nederlandsche Credietverzekering Maatschappij NV
Itália	DGCS	Mediocredito Centrale, SACE – The Sezione Speciale per l'Assicurazione del Credito all'Esportazione, INA – Istituto Nazionale delle Assicurazioni	SACE – The Sezione Speciale per l'Assicurazione del Credito all'Esportazione
Japão	OECE, Jexim, Jica	Jexim, ITID/MITI – The international Trade Insurance Division of the Ministry of International Trade and Industry ITID/MITI	EID
Noruega	NORAD	GIEK – Garanti-Instituttet for Eksportkreditt	GIEK – Garanti-Instituttet for Eksportkreditt
Nova Zelândia		EXGO – Export Guarantee Office	EXGO – Export Guarantee Office
Portugal	FCE	COSEC – Companhia de Seguro de Créditos, CNGC – Comissão Nacional das Garantias de Créditos	
Reino Unido	ODA, CDC	ECGD – The Export Credits Guarantee Department, DTI	ECGD – The Export Credits Guarantee Department
Suécia	SIDA	SEK – AB Svenska Export Kredit, EKN - Exportkreditnamnden, SIDA	EKN
Suíça	DEH	GERG – Geschäftsstelle für die Exportrisikogarantie, BAWI	GERG – Geschäftsstelle für die Exportrisikogarantie

Fonte: Elaboração Própria.

IV-3 Agências de Seguros e Garantias

IV-3.1 OPIC – Overseas Private Investment Corporation



A OPIC é uma agência governamental norte-americana criada em 1971 com o propósito de apoiar o financiamento de projetos, sediados nos países em desenvolvimento, de interesse dos investidores privados locais por meio da concessão de seguros e garantias, principalmente contra risco político.

Por intermédio desse tipo de atuação, a OPIC tem como missão aumentar o nível de empregos norte-americanos e, simultaneamente, promover o desenvolvimento econômico e social dos países em desenvolvimento.

IV-3.2 MIGA – Multilateral Investment Guarantee Agency



**Multilateral Investment
Guarantee Agency**

Em setembro de 1985, o corpo de governadores do Banco Mundial iniciou o processo de criação de um novo braço dessa instituição, cuja missão seria

“aumentar o fluxo de capital e tecnologia para os países em desenvolvimento, com propósitos produtivos de acordo com as necessidades de desenvolvimento, políticas e objetivos, em bases justas e sob padrões estáveis para tratamento de investimentos estrangeiros”.

A MIGA foi também criada para complementar as agências nacionais e estrangeiras de suporte ao investimento estrangeiro direto, por meio de programas próprios de seguro investimento contra riscos não comerciais em países em

desenvolvimento, para desta forma criar oportunidades de investimento nesses países.

A MIGA oferece garantias tanto para o empreendimento como para os recursos a ele destinado. As garantias são extensivas aos investidores (acionistas) de determinado empreendimento, mas pode vir a garantir também financiamentos. Suas garantias compreendem principalmente: risco de conversibilidade e transferência de moeda, expropriação, guerras e conflitos civis e quebra de contrato pelo governo. A agência também oferece seus serviços de assessoria, visando aumentar o volume de investimentos privados nos países membros. Para ser eleito para o programa da MIGA o investidor tem que pertencer a um dos países membros, que não aquele do investimento, podendo receber garantias com prazo de até 20 anos (Azeredo, 1999).

IV-4 Seguradoras

IV-4.1 AIG - American International Group

Uma outra instituição que merece destaque é a AIG, seguradora privada norte-americana que vem atuando no mercado de seguros contra risco político.

Contudo, a participação da AIG em projetos de infra-estrutura não se limita ao fornecimento de seguros. Ela é um dos principais agentes envolvidos na administração e fornecimento de recursos via Fundos de Investimento em Infra-estrutura. Dentre os fundos que contam com a participação da AIG, destacam-se: Asian Infrastructure Fund (AIG) e o Capital Latin American Infrastructure Fund (AIG-GE). (Azeredo, 1999).

IV-4.2 MBIA – AMBAC International

Essa Agência foi criada em 1995, fazendo parte de uma joint-venture entre os dois maiores provedores de garantias: Ambac Assurance Corporation e a MBIA Insurance Corporation.

Atua na concessão de seguro financeiro para: *project finance*; emissões governamentais; securitização de ativos e operações estruturadas.

Apesar de participar ativamente de operações na América Latina, principalmente nos setores de petróleo e gás natural, ainda não desenvolveu nenhum projeto no Brasil.

IV-4.3 AGIC – Asset Guaranty Insurance Company

A Asset Guaranty Insurance Company é subsidiária integral da Enhanced Financial Service Group Inc.

A empresa concede garantia financeira e ressegura outras companhias de seguro com agilidade. Demonstra preferência para operações em mercados emergentes, com exceção da Rússia, cujo prazo esteja compreendido dentro do intervalo de 5-10 anos.

IV-4.4 Centre Solutions

Fundada em 1988, pertence ao Zurich Financial Service Group. A empresa oferece seguros e resseguro para operações estruturadas, além de atuar em programas de administração de risco.

Possui uma grande vantagem, não exige classificação de risco para participar da operação, sendo muito ativa no setor de aviação.

IV-4.5 ACA

A ACA pertence à Companhia de Delaware e foi fundada em 1997. Atualmente, o seu foco de atuação está concentrado no mercado norte-americano e em operações inferiores a US\$ 200 milhões. Mas já vem estudando estender suas operações para os mercados emergentes com classificação igual ou superior a BB, ou seja, *ratings* em escala internacional.

IV-4.6 FSA – Financial Security Assurance Inc.

A FSA - Financial Security Assurance Inc. foi fundada em 1985 e especializou-se em seguros concedidos à municípios norte-americanos e a operações estruturadas. Os seus negócios estão concentrados na Europa Oriental, Japão, Canadá e Austrália, mas iniciou recentemente o trabalho de prospecção na América Latina, pelo interesse revelado por operações de menor porte.

IV-4.7 FGIC – Financial Guaranty Insurance Company

A FGIC - *Financial Guaranty Insurance Company* foi fundada pelo GE Capital em 1983. A empresa restringe a sua atuação a seguro financeiro, incluindo securitização de ativos e *project finance* e a países e/ou projetos com classificação

igual ou maior que BBB. Há interesse por projetos de infra-estrutura, mas até a presente data não efetuou nenhuma operação em mercados emergentes, pois as suas exigências não favorecem a participação nesses mercados.

IV-4.8 Zurich Re

Subsidiária do grupo suíço Zurich Group, fundado em 1997. Atua na cobertura de risco político para empresas em mercados emergentes, cobrindo apenas risco de conversão e transferência.

ANEXO V: Informações sobre o Projeto da UHE Cana Brava

Quadro 12 – Portfólio da Odebrecht: UHE's em Construção

Usinas Hidrelétricas em Construção	Potência (MW)	Localização	País
Cana Brava	450	GO	Brasil
Itapebi	450	BA	Brasil
Lajeado	850	TO	Brasil
Miel I	375	Colômbia	Colômbia
Total	2125		

Fonte: www.odebrecht.com.br

Quadro 7: Portfólio da Andrade Gutierrez: UHE's em Construção

Usinas Hidrelétricas em Construção	Potência (MW)	Localização	País
Cana Brava	450	GO	Brasil
Lajeado	850	TO	Brasil
Itapebi	450	BA	Brasil
Total	1750		

Fonte: www.andradegutierrez.com.br

Quadro 13: Portfólio da Andrade Gutierrez: UHE's Construídas

Usinas em Operação	Potência MW	Tipo	Localização	País
Itaipu	12600	Hidrelétrica	PR	Brasil
Guilman Amorin	146	Hidrelétrica	MG	Brasil
Nova Ponte	510	Hidrelétrica	MG	Brasil
Foz de Areia e Salto Osório		Hidrelétrica	PR/SC	Brasil
Complexo de Canoas I e II	155	Hidrelétrica	SP/PR	Brasil
Total Hidrelétrica	13411			
Rosal	55	Hidrelétrica	ES	Brasil
Balbina	6300	Termelétrica	AM	Brasil
Angra II	1309	Termonuclear	RJ	Brasil
Total Termelétrica	7664			
Total	21075			

Fonte: www.andradegutierrez.com.br

Quadro 8: Portfólio da Odebrecht: UHE's Construídas

Usinas em Operação	Potência (MW)	Tipo	Localização	País
Corumbá	375	Hidrelétrica	GO	Brasil
Cachoeira Dourada	658	Hidrelétrica	MG/GO	Brasil
Capivara	640	Hidrelétrica	PR/SP	Brasil
Chavantes	414	Hidrelétrica	PR/SP	Brasil
Foz do Areia	1676	Hidrelétrica	PR	Brasil
Igarapava	210	Hidrelétrica	MG/SP	Brasil
Ilha dos Pombos	189,7	Hidrelétrica	MG/RJ	Brasil
Ilha Solteira	3444	Hidrelétrica	SP/MS	Brasil
Itá	1450	Hidrelétrica	RS	Brasil
Itaipu	12600	Hidrelétrica	PR	Brasil
Itaparica	1479,6	Hidrelétrica	BA/PE	Brasil
Jaguarí	27,6	Hidrelétrica	SP	Brasil
Jupiá	1551,2	Hidrelétrica	SP/MS	Brasil
Manso	210	Hidrelétrica	MT	Brasil
Mascarenhas	123	Hidrelétrica	MG	Brasil
Nova Avanhandava	347,4	Hidrelétrica	SP	Brasil
Nova Ponte	510	Hidrelétrica	MG	Brasil
Paraibuna	85	Hidrelétrica	SP	Brasil
Passo Fundo	226	Hidrelétrica	RS	Brasil
Paulo Afonso IV	2462,4	Hidrelétrica	AL/BA	Brasil
Pedras	20	Hidrelétrica	BA	Brasil
Rosana	369,2	Hidrelétrica	PR/SP	Brasil
Sá Carvalho	74,1	Hidrelétrica	MG	Brasil
Samuel	216	Hidrelétrica	RO	Brasil
São Domingos	14,3	Hidrelétrica	GO	Brasil
São Simão	1710	Hidrelétrica	MG/GO	Brasil
Três Irmãos	807,5	Hidrelétrica	SP	Brasil
Tucuruí	4001	Hidrelétrica	PA	Brasil
Xingó	3162	Hidrelétrica	SE/AL	Brasil
Total Hidrelétrica	39053			
UTE Angra I	626	Nuclear	RJ	Brasil
UTE Angra II	1300	Nuclear	RJ	Brasil
UTE Jorge Lacerda	250	Termelétrica	SC	Brasil
Total Termelétrica	2176			
Total	41229			

Usinas em Operação	Potência (MW)	Tipo	País
Capanda	520	Hidrelétrica	Angola
Pichi Picún Leufu	261	Hidrelétrica	Argentina
Bacun	2400	Hidrelétrica	Malásia
Presa de Huites	422	Hidrelétrica	México
Acaray	108	Hidrelétrica	Paraguai
Canon del Pato	90	Hidrelétrica	Peru
Charcani	135	Hidrelétrica	Peru
San Gaban	110	Hidrelétrica	Peru
Total	4046		

Fonte: www.odebrecht.com.br

Quadro 14: IDB: Histórico dos Projetos Aprovados no Brasil

Data da Aprovação	Nome do Projeto	Data da Aprovação	Nome do Projeto
set/93	Modernização da Rodovia Fernão Dias	out/98	Técnicas de emprego para jovens urbanos
set/93	Programa corredor rodoviário do Estado da Bahia	out/98	Planejamento recursos naturais
out/93	Programa ambiental da Bacia de Gualba	dez/98	Rodovia Castello-Raposo
nov/93	Saneamento da Baía da Guanabara	jan/99	Gestão ambiental nas minas de carvão em Santa Catari
jun/94	Fortalecimento do Ministério das Relações Exteriores	jan/99	Capacitação de jovens em situação de risco
jun/94	Programa de assistência para menores de seis anos	fev/99	Métodos alternativos de solução de conflitos
nov/94	Desenvolvimento do Turismo no Nordeste	fev/99	Proteção ao consumidor no setor de serviços públicos
nov/94	Trens urbanos de São Paulo	mar/99	Programa de reforma e proteção social
dez/94	Drenagem em São Paulo, etapa II	mar/99	Programa de apoio creditício às pequenas e médias em
jan/95	Drenagem urbana no Rio de Janeiro	jul/99	Rodovia Anhaquera-Bandeirantes
mai/95	Cetap e Cearah-Periferia	ago/99	Integração dos corredores viários do Estado da Bahia
jun/95	Conservação marinha	ago/99	Apoio a Gestão Fiscal dos Municípios Brasileiros
jul/95	Transporte urbano em Curitiba	ago/99	Negociação e mediação de disputas trabalhistas
set/95	Saneamento da Baía de Todos os Santos	set/99	Preservação de espaços históricos e culturais
set/95	Programa de Ciência e Tecnologia	set/99	Desenvolvimento de mercados de energia renovável
set/95	Modernização da administração tributária	out/99	Linha Amarela - Etapa IV
out/95	Preservação e proteção ambiental do Parque Nacional da Serra da	out/99	Descontaminação do Rio Tietê
nov/95	Melhoramento urbano do Rio de Janeiro	out/99	Profissionalização dos trabalhadores da área de enferm
nov/95	Melhoramento da Rodovia São Paulo-Curitiba-Florianópolis	out/99	Desenvolvimento do Ecoturismo da Amazônia Legal
dez/95	Crédito multisetorial global	out/99	Modelos empresariais para a provisão de energia renov
fev/96	Pedágio da Linha Amarela	nov/99	Expansão da educação secundária "Escola Jovem"
fev/96	Desenvolvimento urbano do Paraná	nov/99	VBC Energia
jul/96	Melhoramento de bairros em São Paulo	dez/99	Rodovia dos Imigrantes
jul/96	Programa de controle de inundações em Campinas	abr/00	Programa de capacitação de sindicatos
set/96	Melhoramento da educação secundária no Estado do Paraná	mai/00	Programa de melhoramento urbano do Rio de Janeiro
set/96	Reforma do setor de saúde (REFORSUS)	mai/00	Regulamentação de planos de saúde privados
out/96	Apoio ao desenvolvimento do Estado do Ceará	mai/00	Utilização sustentável da floresta tropical no Acre
nov/96	Apoio ao Centro de Liderança Feminino	jun/00	Consolidação e auto-suficiência de assentamentos do p
nov/96	Programa Comunidade Solidária	jul/00	Capacitação de reguladores de energia
dez/96	Melhoramento Rodovia Fernão Dias II	ago/00	UHE Cana Brava
dez/96	Programa nacional de administração para os estados	set/00	Light
fev/97	Desenvolvimento de políticas públicas	out/00	Projeto Energia Norte
mar/97	Rodovias do Rio Grande do Sul	dez/00	Programa de saneamento básico do Distrito Federal
abr/97	Consolidação das concessões de transporte no estado de SP	dez/00	Programa de desenvolvimento sustentável para o Panta
jun/97	Programa de apoio a administração social	dez/00	UHE Dona Francisca
jul/97	Programa do Estado do Paraná	jan/01	Expansão dos Mercados de pequenas e médias empre
set/97	Programa Baixada Viva (Rio de Janeiro)	fev/01	Inversão de capital em nova tecnologia
set/97	Modernização do Poder Executivo - Gov. Federal	mar/01	Sistema de transporte urbano sustentável no Paraná
out/97	Descentralização das rodovias federais	jun/01	Tecnologia da Informação - Rio Informático
out/97	Apoio a Vivacred	set/01	Modernização do sistema de previdência social
out/97	Fortalecimento do marco institucional para o financiamento das	set/01	Recuperação das Estradas de São Paulo
out/97	Programa de certificação técnica básica	out/01	Ação nas favelas do Estado de São Paulo
nov/97	Interconexão elétrica norte-sul	out/01	Programa de Ação Social e Saneamento
nov/97	Reforma do setor de educação profissional	out/01	Desenvolvimento sustentável da Zona da Mata de Perna
dez/97	UHE Itá	out/01	Desenvolvimento de empresas de base tecnológica agn
dez/97	Pedágio Região dos Lagos	nov/01	Projeto de cogeração de energia Termobahia
dez/97	UHE Itá	nov/01	BNDES Apoio às micros, pequenas e médias empresas
jan/98	Ordenação costeira Tamandaré-Paripueira	dez/01	Programa Setorial de Promoção do Capital Humano
mar/98	Desenvolvimento urbano de Porto Alegre	dez/01	UTE Pernambuco
mai/98	Marco regulatório fundos privados de pensão	jan/02	Crédito a Microempresas do Nordeste
mai/98	Programa de mobilização de comunidades	fev/02	Programa do Estado de Santa Catarina, Etapa 4
mai/98	Investimento privado no setor de irrigação	mar/02	Desenvolvimento turístico no Nordeste (PRODETUR II)
jun/98	Incubadoras de base tecnológica	mar/02	Rio Tietê
jun/98	Saneamento em Goiás	mai/02	Programa de Desenvolvimento Sustentável do Acre
jul/98	Programa cuidados da saúde de mães e filhos	mai/02	Fortalecimento institucional da CVM
jul/98	Projeto de atenção a menores em risco	jun/02	Apoio a Pará Urbe Primeira Fase
jul/98	Sistema de certificação do setor de turismo	jun/02	Programa Paraná Urbano II
ago/98	UTE Uruguiana	jun/02	Programa Acesso à Universidade
ago/98	Desenvolvimento de pequenas empresas de base tecnológica	jun/02	Desenvolvimento de distritos industriais
set/98	Apoio ao Fundo Nacional do Meio Ambiente	jul/02	Programa de Água e Saneamento de Goiânia
set/98	Rede de integração e participação legislativa	set/02	Modernização do Tribunal de Contas da União
set/98	Crédito global multisetorial		
set/98	Programa de melhoramento de bairros "Habitar Brasil"		

Última atualização: 30/09/2002

Fonte: www.iadb.org