

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP/FEA/IEE/IF**

MILENE CLIFFORD CARVALHO

**FINANCIAMENTO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE GRANDE
PORTE NO BRASIL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS**

**SÃO PAULO
2013**

MILENE CLIFFORD CARVALHO

FINANCIAMENTO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE GRANDE PORTE NO
BRASIL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energia – Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientação: Prof^ª. Dr^ª. Virginia Parente

Versão Corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO

2013

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Carvalho, Milene Clifford.

Financiamento da Geração Hidrelétrica de Grande Porte no Brasil:
Evolução e Perspectivas / Milene Clifford Carvalho; orientadora
Virginia Parente – São Paulo, 2013.

118f.: il.; 30 cm

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia)
EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Política Energética 2. Hidroeletricidade 3. Financiamento 4.
Setor Elétrico Brasileiro. I. Título.

À minha Mãe, com toda minha admiração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família, especialmente, minha mãe, Márcia Alvarenga, pela presença essencial em minha vida e por todo amor e confiança que sempre me dedicou. Aos meus avós Marly e Moacyr, minhas paixões, que me transbordam de alegria. Ao Sérgio Sobrane, pai postiço, inspiração, que também faz parte de quem eu sou. Ao Chan e a Nani pela companhia e carinho incondicionais.

A Virginia Parente, pela oportunidade de me aprofundar em um assunto tão intrigante, pela orientação ao presente trabalho, pelos conhecimentos transmitidos e pelas longas e agradáveis conversas.

Ao Jorge Simino Jr., pelo qual tenho grande admiração. Agradeço pelos incentivos, compreensão e paciência que foram fundamentais para a conclusão desta etapa da minha vida, pelo senso de humor que alegra os dias de trabalho e pela sua inteligência que estimula meu aprimoramento.

Ao Alan, pela paciência, pelo carinho e pelo grande apoio em todos os momentos.

Agradeço profundamente aos amigos do mestrado pela convivência enriquecedora e por tornarem essa experiência tão inesquecível.

Aos professores e funcionários do IEE/USP, por todo auxílio e motivação.

A todos meus amigos que me incentivaram e compreenderam minha ausência.

RESUMO

Carvalho, Milene Clifford. **Financiamento da Geração Hidrelétrica de Grande Porte no Brasil: Evolução e Perspectivas**. 2013, 116f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

A indústria de energia elétrica é caracterizada por sua importância no planejamento estratégico de um país, uma vez que o crescimento e desenvolvimento socioeconômico são respaldados pela disponibilidade energética nacional. Nesse sentido, a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição são essenciais para o acompanhamento da evolução econômica e para a inserção social. Com base na atual configuração da matriz energética brasileira e no plano de expansão de energia elétrica, o planejamento de investimentos em projetos de geração é importante para suportar o desenvolvimento do país e o financiamento desses projetos é fundamental para que o planejamento seja cumprido. Nesse contexto, o presente trabalho analisa a evolução das formas de financiamento adotadas nos empreendimentos de geração hidrelétrica de grande porte no Brasil, bem como busca identificar fontes alternativas de recursos adequadas às características desses projetos. Para isso, aborda-se o histórico do setor elétrico brasileiro, que alterna entre períodos de domínio de investimentos públicos. Posteriormente, discute-se a dupla função do poder político, seja por defender os recursos naturais objetos de concessão, seja pela busca de atratividade de investimentos no setor de energia elétrica, e a atuação do BNDES como agente financiador da expansão de energia, com base no modelo *Project Finance*. As principais características do modelo de *Project Finance* são apresentadas no capítulo 4 e aborda-se seu aparecimento no Brasil e, mais especificamente, no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Além disso, investiga-se como os critérios ambientais, relevantes nos empreendimentos de grande porte, interagem com a regulação e com a concessão de financiamentos. Por fim, analisa-se os financiamentos recentes das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, a evolução das políticas praticadas pelo BNDES e as possíveis alternativas de fontes de recursos para investimentos em infraestrutura e, portanto, empreendimentos hidrelétricos de grande porte.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro, Financiamento, BNDES, Política Energética, Hidroeletricidade, Usinas de Energia Elétrica.

ABSTRACT

Carvalho, Milene Clifford. **Hydropower Financing In Brazil: Evolution and Perspectives.** 2013, 116f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

The electric power industry is characterized by its importance in the strategic planning of a country, since the growth and socioeconomic development are supported by national energy availability. In this regard, the expansion of generation capacity, transmission and distribution are essential for monitoring the economic evolution and social inclusion. Based on the current configuration of the Brazilian energy matrix and on the expansion plan for electricity, planning investments in generation projects is important to support the country's development, and financing is the key to accomplish such projects. In this context, this paper analyzes the evolution of financing adopted in Brazilian large scale projects of hydroelectric generation as well as seeks to identify alternative funding sources appropriate to the features of these projects. Therefore, the history of the Brazilian electric sector is discussed, which present alternates periods of predominance of public and private investments. In addition, the dual role of political power is discussed, whether by defending natural resources, subject to governmental concession, whether by the pursuit of attractiveness of investments in the electric sector. Also the role of BNDES as financing agent of the expansion of generation capacity is important to be considered, as well as the main features of the Project Finance and its presence on the Brazilian electric sector. Furthermore, a study of how environmental principles, relevant to large energy projects, interact with regulation and the granting of loans is prepared. Finally, the recent funding of Santo Antonio, Jirau and Belo Monte hydroelectric plants analysis is conducted, with regards of the development of financial policies of BNDES and possible alternatives sources of funds for infrastructure investments such as large hydroelectric projects.

Keywords: Brazilian Electric Sector, Financing, BNDES, Energy Policy, Hydropower, Power Plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade Instalada de Energia Elétrica Mundial (GW) – 2010	15
Figura 2: Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil por Fonte - 2011	16
Figura 3: Projeção do Crescimento de Carga de Energia Elétrica no SIN (MW _{méd})	17
Figura 4: Origem dos Recursos do BNDES	47
Figura 5: Principais Produtos Oferecidos pelo BNDES	48
Figura 6: Capacidade de Autofinanciamento das Empresa de Energia Elétrica	50
Figura 7: Propriedade dos Ativos em 1993	52
Figura 8: Endividamento Setorial	53
Figura 9: Resultado das Privatizações 1995-2000 (R\$ bilhões)	54
Figura 10: Programas Emergenciais do BNDES (R\$ bilhões)	56
Figura 11: Projetos Hidrelétricos Aprovados no BNDES (2004-2011)	58
Figura 12: Etapas e prazos de um Project Finance no Brasil	62
Figura 13: Estrutura Legal do Project Finance Para o Setor Elétrico	63
Figura 14: Mapa de Emissão de CO ₂ (Mt)	66
Figura 15: Etapas do Licenciamento Ambiental ao longo do Projeto de Engenharia	71
Figura 16: Características Gerais dos Projetos Analisados	78
Figura 17: Comparação de taxas Selic, IPCA e TJLP entre 1999 e 2012	94
Figura 18: Comparação de taxas Selic e CDI entre 1999 e 2012	95
Figura 19: Total de Aplicações dos Fundos de Pensão – Junho de 2012	101
Figura 20: Rentabilidade da Carteira e Custo Atuarial	101
Figura 21: Aplicação em Renda Fixa dos Fundos de Pensão	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)	18
Tabela 2: Investimentos em geração de energia elétrica – PDE 2021	20
Tabela 3: Resultados dos leilões de privatização do setor elétrico	36
Tabela 4: Utilização de Capacidade Térmica	38
Tabela 5: Resumo do Histórico de Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro	41
Tabela 6: Resumo de Impactos Ambientais por Fonte de Energia	65
Tabela 7: Dados Seleccionados de Emissões de CO ₂ em Relação ao PIB e a População	67
Tabela 8: Usinas Hidrelétricas Leiloadas 2005-2011	77
Tabela 9: Empreendimentos Licitados 2007-2012	91
Tabela 10: Evolução das Políticas Operacionais do BNDES	92
Tabela 11: Estoque de Debêntures	96
Tabela 12: Indexadores de Debêntures	97
Tabela 13: Patrimônio Líquido de Fundos de Investimento (R\$ milhões)	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
AMFORP	American & Foreign Power Company
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIRD	Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNH	Banco Nacional de Habitação
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado
CEAL	Companhia Elétrica de Alagoas
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMBEU	Comissão Mista Brasil-Estado Unidos
CMN	Conselho Monetário Nacional
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétricas
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRC	Contas de Resultados a Compensar
CVA	Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A
DASP	Departamento Administrativo do Serviço Público
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
EIA/RIMA	Estudo e Relatório de Impacto Ambiental

ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EXIMBANK	Banco de Exportação e Importação
FAT	Fundo de Amparo ao Trabalhador
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FINAME	Agência Especial de Financiamento Industrial
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FMI	Fundo Monetário Internacional
FNE	Fundo Nacional de Eletrificação
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP	Índice Geral de Preços
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IR	Imposto de Renda
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
LIGHT	Light Serviços de Energia Elétrica S.A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt.hora
MWméd	Megawatts médios
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAEG	Plano de Ação Econômica do Governo
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEPE	Programa de Estímulo à Privatização Estadual

PIB	Produto Interno Bruto
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Eletrificação
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
PPA	Power Purchase Agreement
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RTE	Recomposição de Tarifa Extraordinária
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEMA	Secretaria Especial de Meio Ambiente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TR	Taxa Referencial
UHE	Usina Hidroelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Contexto	14
1.2. Objetivo	18
1.3. Questão Central e Hipótese	19
1.4. Metodologia	20
1.5. Estrutura Capítular	21
2. HISTÓRICO DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
2.1. A República Velha - Período de 1880 a 1930	24
2.2. Regulamentação - Período de 1930 a 1945	25
2.3. Desenvolvimento Nacional - Período de 1945-1962	27
2.4. Nacionalização e Crise Fiscal - Período de 1962 a 1990	30
2.5. Privatizações e estudos para Reestruturação - Período de 1990 a 2000	34
2.6. Reestruturação do Setor Elétrico	37
3. O PAPEL DO ESTADO E A ATUAÇÃO DO BNDES EM ENERGIA ELÉTRICA	42
3.1. Papel Governamental do BNDES	46
3.2. Atuação do BNDES na Ascensão do Modelo Estatal	49
3.3. O BNDES na Privatização do Setor Elétrico Brasileiro	51
3.4. A Atuação do BNDES nos Efeitos do Racionamento de 2001	54
3.5. O BNDES como Agente Financiador da Expansão de Capacidade	57
4. O MODELO DE PROJECT FINANCE VOLTADO À INFRAESTRUTURA ELÉTRICA	59
4.1. Project Finance	59
4.1.1. Project Finance no Setor Elétrico	63
4.2. Inclusão dos Aspectos Ambientais na Infraestrutura de Energia Elétrica	64
4.2.1. Impacto Ambiental	64
4.2.2. Licenciamento Ambiental	68

4.2.3. Questão Ambiental no Financiamento de Empreendimentos	73
5. ANÁLISE DE FINANCIAMENTOS RECENTES E PERSPECTIVAS	76
5.1. Financiamentos Recentes	76
5.1.1. UHE Santo Antônio	78
5.1.1.1. Projeto da UHE Santo Antônio	79
5.1.1.2. Estrutura Societária da UHE Santo Antônio	81
5.1.1.3. Estrutura de Capital da UHE Santo Antônio	82
5.1.2. UHE Jirau	83
5.1.2.1. Projeto da UHE Jirau	83
5.1.2.2. Estrutura Societária da UHE Jirau	85
5.1.2.3. Estrutura de Capital da UHE Jirau	86
5.1.3. UHE Belo Monte	86
5.1.3.1. Projeto da UHE Belo Monte	87
5.1.3.2. Estrutura Societária da UHE Belo Monte	89
5.1.3.3. Estrutura de Capital da UHE Belo Monte	90
5.1.4. Resumo de Empreendimentos Licitados	90
5.2. Instrumentos de Crédito	93
5.2.1. Debêntures	95
5.2.2. Fundos de Investimento	98
5.2.3. Fundos de Pensão	100
5.2.4. Agências Internacionais	103
6. CONCLUSÕES	106
BIBLIOGRAFIA	108

1. INTRODUÇÃO

Nesta introdução ao documento de dissertação, subdividida em cinco partes, está, inicialmente, contextualizado o tema, bem como os objetivos da pesquisa, sua questão central, hipótese e metodologia e, por fim, a estrutura de desenvolvimento da dissertação.

1.1. Contexto

A indústria de energia elétrica é caracterizada por sua importância no planejamento estratégico de um país, uma vez que o crescimento e desenvolvimento socioeconômico são respaldados pela disponibilidade energética nacional (BORENSTEIN; CAMARGO, 1997). Nesse sentido, ressaltam esses autores, o planejamento energético e, mais especificamente, a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição são essenciais para o acompanhamento da evolução econômica e para a inserção social.

A indústria de energia elétrica brasileira está estruturada de forma centralizada, ou seja, é caracterizada pela predominância de grandes usinas hidrelétricas interligadas por um sistema nacional e centralizado de despacho, que visa obter ganhos de escala e eficiência na operação das usinas (MME, 2010). A opção por um modelo estruturado de forma centralizada foi justificada na década de 1960, em decorrência da necessidade de lidar com as dimensões geográficas do Brasil e pelo crescimento econômico observado naquele período. Com isso, o modelo foi respaldado por investimentos públicos na infraestrutura de capital intensivo e pela ausência de restrições de financiamento (FERREIRA, 2000).

Além disso, a estrutura da indústria de energia elétrica, herdada da década de 1960, que perdura, em boa parte, até este início de século, está configurada como um monopólio natural nos segmentos de transmissão e distribuição, e se caracteriza por um maior nível concorrencial na atividade de geração e de comercialização de energia (VINHAES, 2003). Vale ressaltar que este último segmento de comercialização é mais recente na estrutura setorial, tendo sido regulamentado pela Lei nº 109/2004 (CCEE, 2010).

Para analisar o desenvolvimento de energia elétrica no Brasil, é importante considerar como as fontes de energia estão distribuídas globalmente. Assim, observa-se que a capacidade instalada de energia elétrica no mundo, de acordo com o *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2012), estava distribuída principalmente em energia térmica oriunda de

petróleo, carvão e gás natural, correspondente a 66,2% da capacidade mundial, seguida da energia hidrelétrica, com 18,1%, e da nuclear com 7,5% do total (Figura 1).

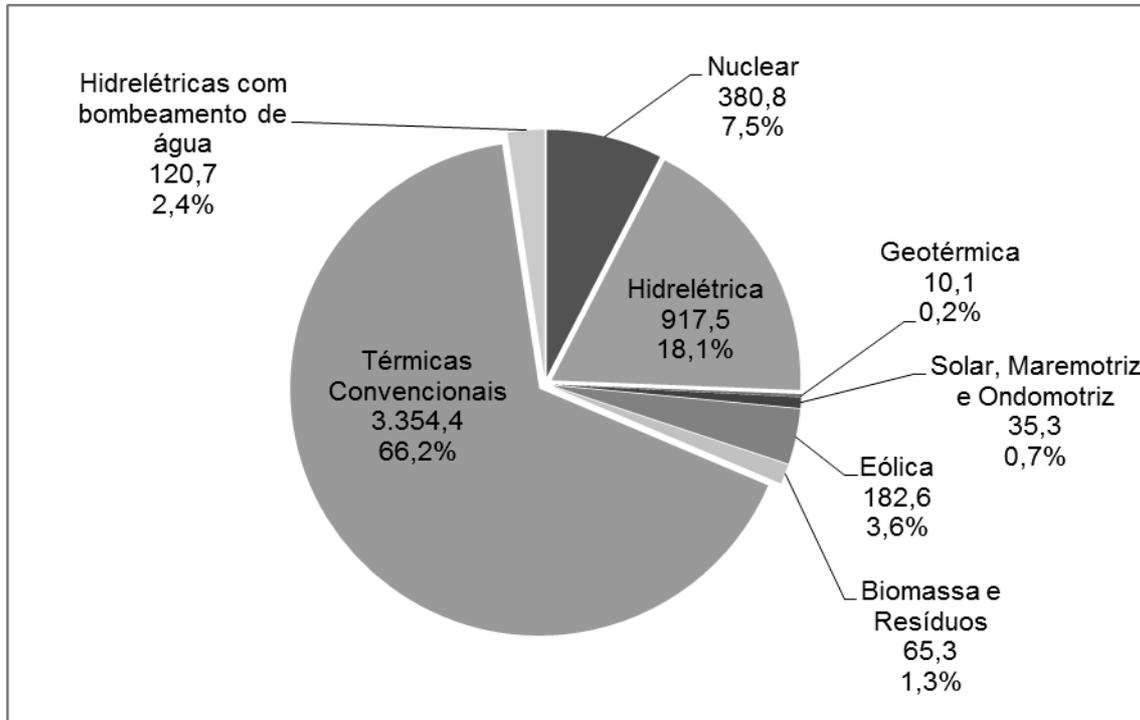


Figura 1: Capacidade Instalada de Energia Elétrica Mundial (GW) - 2010

Fonte: EIA, 2012.

No Brasil, a atual configuração da geração de energia elétrica está fundamentada em projetos hídricos e também térmicos, esses últimos em menor proporção (BEN, 2012). Tais projetos estão integrados pelo Sistema Interligado Nacional e pelo despacho centralizado. No entanto, outras fontes de energia estão adquirindo representatividade na matriz energética nacional, como foi observado nos leilões de fontes alternativas e leilões de energia de reserva dos anos de 2009, 2010 e 2011 (EPE, 2011).

Com base nos dados do Balanço Energético Nacional¹ (BEN) de 2012, a oferta interna de energia elétrica no Brasil é composta predominantemente pela fonte hidráulica, que respondeu por 74% da oferta no ano de 2011. As fontes de energia elétrica com base em biomassa e

¹ A O relatório consolidado do Balanço Energético Nacional – BEN documenta e divulga, anualmente, extensa pesquisa e a contabilidade relativas à oferta e consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia. Fonte: EPE.

eólica somam 5,1%, enquanto as fontes fósseis – gás natural, derivados do petróleo, carvão e derivados – correspondem a 11,7% (Figura 2).

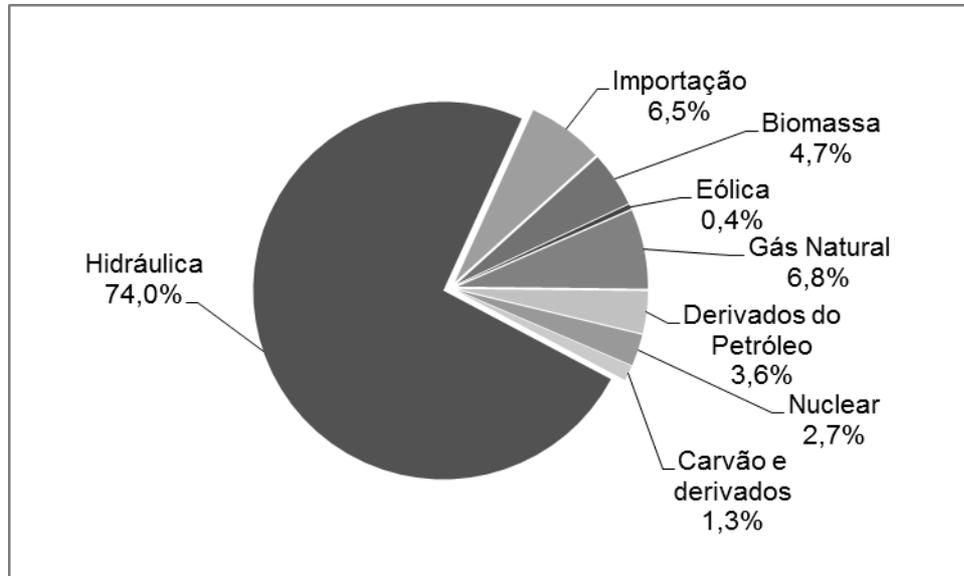


Figura 2: Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil por Fonte - 2011

Fonte: BEN, 2012.

Dada à importância da energia elétrica, a Empresa de Pesquisa Energética² (EPE), órgão de planejamento do Ministério de Minas e Energia³ (MME), desenvolveu o Plano Nacional de Energia (PNE), com o objetivo de possibilitar um planejamento integrado dos recursos energéticos brasileiros, bem como de oferecer uma orientação estratégica da expansão da oferta de energia. Esse estudo tem por objetivo fornecer os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta energética de longo prazo no país capaz de atender a evolução da demanda de energia elétrica e das demais fontes energéticas, notadamente petróleo, gás natural e biomassa.

Além disso, para balizar a análise de longo prazo inserida no PNE, a Empresa de Pesquisa Energética divulga anualmente o Plano Decenal de Expansão de Energia⁴ (PDE). Esse Plano, por sua vez, constitui-se num relatório que tem por finalidade orientar e subsidiar: (i) a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e

² A Empresa de Pesquisa Energética foi instituída pelo Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004, como uma empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que teria a finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

³ Em 22 de julho de 1960, pela Lei 3.782. O MME incorporou o CNAEE.

⁴ Fonte: PDE 2019 pg.10.

transmissão; (ii) a definição de quais estudos de expansão e transmissão devem ser priorizados; (iii) quais estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de novas usinas geradoras devem ser realizados; bem como (iv) quais estudos de inventários deverão ser feitos ou atualizados.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, o crescimento do consumo de energia elétrica com base nas premissas macroeconômicas, setoriais, demográficas, de eficiência e de autoprodução assumidas pela EPE, implicará um incremento de carga de 3.074 MW médios por ano, como ilustra a figura 3.

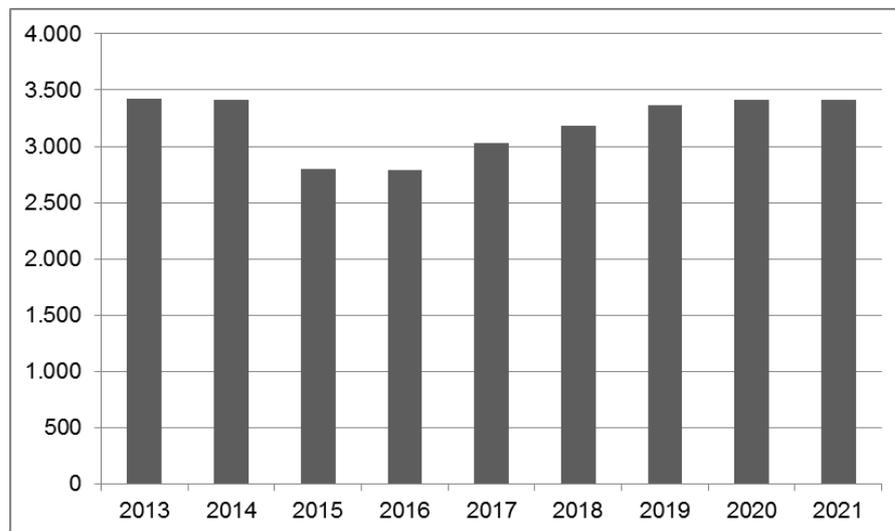


Figura 3: Projeção do Crescimento de Carga de Energia Elétrica no SIN (MW méd)

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (EPE, 2012).

Deve-se observar que, com base no PDE 2021, a expansão do sistema de energia elétrica prioriza a construção de usinas hídricas e de usinas de outras fontes renováveis de geração de energia elétrica, como detalhado na tabela 1. Essa tabela também mostra a evolução de capacidade instalada no Sistema Elétrico Brasileiro.

Tabela 1: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

Fonte	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Renováveis	97.317	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
Hidro	83.604	85.159	87.637	89.216	93.511	98.181	103.049	106.806	108.917	111.784	116.837
Outras	13.713	15.898	19.593	21.902	23.042	24.435	25.165	27.345	30.255	33.105	36.115
Não Renováveis	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás Natural	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
Carvão	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	3.316	3.482	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
Óleo Diesel	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
Gás de Processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

Fonte: EPE, 2012.

Observa-se que a fonte hídrica tem um incremento de capacidade instalada da ordem de 33.233MW entre 2011 e 2021, o maior em termos absolutos, que mantém a representatividade das usinas hidrelétricas, mas reduz sua participação na matriz energética para 64,1% ao final desse período. As outras fontes renováveis – pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e biomassa – adicionam 22.402 MW de capacidade instalada na matriz, passando de 11,8% em 2011 para 19,8% em 2021, o que corresponde a um crescimento ponderado anual de 10,2%. O plano ainda incorpora um aumento relevante de capacidade de óleo combustível e carvão, com crescimento anual ponderado de 9,2% e 6,2%, respectivamente, que corresponderão a 6,1% da capacidade instalada em 2021.

Assim, com base na atual configuração da matriz energética brasileira e no plano de expansão de energia elétrica, o planejamento de investimentos em projetos de geração é importante para suportar o desenvolvimento do país. O setor elétrico também é caracterizado por uma indústria intensiva em capital e, dessa forma, o financiamento dos projetos a serem desenvolvidos é fundamental para que o planejamento seja cumprido.

1.2. Objetivo

O objetivo principal desta dissertação é analisar a evolução das formas de financiamento adotadas nos empreendimentos geração hidrelétrica de grande porte no Brasil, bem como suas perspectivas.

Assim, o trabalho se desdobra em mais três objetivos específicos, tomando como base o contexto, a evolução histórica e as tendências observadas nos últimos leilões. São eles:

- (i) Apresentar o panorama histórico de financiamento e investimento do sistema de energia elétrica brasileiro, incluindo a estrutura de financiamento dos últimos leilões de energia, com foco em energia hidrelétrica de grande porte;
- (ii) Analisar a evolução do Estado como investidor e/ou regulador e sua atuação no segmento de infraestrutura de energia elétrica no Brasil; e
- (iii) Identificar outras possíveis fontes de financiamento (capital de terceiros) que sejam adequadas às características dos projetos de geração hídrica de grande porte no Brasil.

1.3. Questão Central e Hipótese

Desde a origem da indústria de energia elétrica no Brasil, a estrutura de capital dos projetos de geração de energia elétrica passou por períodos de alternância entre investimentos públicos e privados. Nesse contexto, a questão central da dissertação pode ser descrita em:

- Como se deu a evolução do financiamento da geração hidrelétrica de grande porte no Brasil e quais são suas perspectivas?

Assim, dado o grande volume de recursos envolvidos nos investimentos em energia elétrica, a hipótese a ser investigada é de que há uma presença dominante do Estado nos financiamentos do Sistema Elétrico Brasileiro desde a metade do século passado, com perspectivas de que este cenário perdure na próxima década, por mais que outras fontes de financiamento sejam incluídas de forma marginal.

De acordo com Ferreira (2000), deve-se salientar que, se o planejamento do setor elétrico não for eficiente, poderá se traduzir em escassez de energia elétrica. Essa escassez, por sua vez, representará um gargalo para o crescimento econômico e, por outro lado, a superestimação da demanda e o excesso de energia deverão implicar em altos custos para o sistema. Com isso, o planejamento da expansão do sistema elétrico torna-se fundamental para assegurar a disponibilidade de energia e suportar a atividade econômica e industrial.

A tabela 2 apresenta o montante de recursos necessário para os investimentos em geração de energia elétrica entre os anos de 2011 e 2021 previstos no Plano Decenal de Energia 2021.

Pode-se observar que os projetos se dividem em usinas contratadas e autorizadas, que correspondem a R\$ 95,8 bilhões de investimentos, e usinas planejadas, as quais adicionam R\$ 117,4 bilhões ao estimado.

Tabela 2: Investimentos em geração de energia elétrica – PDE 2021

Tipo de fonte	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas Planejadas		Total	
	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%
Hidro	40,9	43%	67,3	57%	108,2	51%
Termelétrica	21,6	23%	1,3	1%	22,9	11%
Nuclear	6,2	7%	0,0	0%	6,2	3%
Gás Natural	3,0	3%	1,3	1%	4,3	2%
Carvão	2,4	3%	0,0	0%	2,4	1%
Óleo combustível/ Diesel	10,0	10%	0,0	0%	10,0	5%
PCH + BIOMASSA + EÓLICA	33,3	34%	48,8	42%	82,1	38%
Total	95,8	100%	117,4	100%	213,2	100%

Fonte: EPE, 2012.

Os investimentos totais previstos para os projetos de geração somam R\$ 213,2 bilhões, dos quais R\$ 108,2 bilhões, ou seja, 50,8% serão direcionados a projetos de geração hídrica. Dessa forma, os aspectos de financiamento dessa atividade, seja por recursos públicos ou por capital privado, são fundamentais para a sustentabilidade e desenvolvimento do setor, como respaldo ao crescimento econômico esperado.

1.4. Metodologia

Tendo em vista os objetivos da dissertação, a análise da estrutura de capital dos empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como da composição dos investimentos realizados, é fundamental para a compreensão das formas de financiamento de expansão da capacidade.

Para isso, foi realizada a análise do panorama histórico de recursos destinados a projetos de geração hídrica, compreendendo os investimentos desde a concepção das primeiras usinas hidrelétricas até a reestruturação do setor elétrico.

Para entendimento do contexto atual, foi desenvolvida uma análise sobre o papel do BNDES como agente financiador principal dos empreendimentos de geração de energia hidrelétrica,

bem como sua atuação desde sua criação até a fase presente de financiamento de expansão de capacidade.

Além disso, aprofundou-se os conceitos do modelo de financiamento do *Project Finance* para se compreender as características que favorecem a aplicação desse mecanismo e para possibilitar a comparação com outros instrumentos de crédito.

A análise dos financiamentos recentes foi baseada nas informações dos resultados dos últimos leilões de compra de energia e nos materiais disponibilizados pelo BNDES em forma de artigos e apresentações. Adicionalmente, conduziram-se entrevistas com profissionais especializados em mecanismos de captação de recursos, visando identificar os principais pontos críticos dos investimentos dessa natureza.

Por fim, para identificar as perspectivas de financiamentos de novos projetos de expansão da matriz, tomou-se como ponto de partida os planos de expansão divulgados por órgãos do governo, tal como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), as formas de financiamento utilizadas nos leilões de energia, bem como aspectos do mercado financeiro, como evolução de taxa de juros, composição do mercado de fundos e características dos instrumentos de crédito.

1.5. Estrutura Capítular

O tema proposto será desenvolvido em seis capítulos, que pretendem explicar os resultados de pesquisas e embasamento teórico para a análise dos financiamentos para expansão de projetos hídricos de grande porte.

Além da introdução do tema, que contempla os objetivos e questão central, e a conclusão, respectivamente capítulos um e seis, esta dissertação pretende abordar no capítulo dois o histórico de financiamentos de empreendimentos de geração, desde a concepção do sistema elétrico brasileiro em 1880 ao Novo Modelo do Setor Elétrico. Com isso, será possível entender a dinâmica de investimentos do setor e introduzir os papéis assumidos pelo Estado como financiador e regulador durante esse período.

O capítulo três irá fundamentar as discussões sobre o papel do Estado em investimentos de energia elétrica com conceitos de interação entre capital público e privado, bem como se aprofundar na atuação do BNDES no financiamento do setor. Para isso, desenvolve-se uma

análise de quatro fases de atuação do Banco no setor elétrico brasileiro, caracterizando o aumento da importância desta instituição para os novos empreendimentos.

O capítulo quatro se refere à caracterização do modelo de *Project Finance*, bem como aborda seu aparecimento no Brasil e detalha sua evolução no setor elétrico brasileiro. Além disso, investiga-se como os critérios ambientais, relevantes nos empreendimentos de grande porte, interagem com a aplicação desse mecanismo financeiro, com a regulação e com a concessão de financiamentos.

Assim, o quinto capítulo apresenta uma análise dos financiamentos recentes, com a caracterização os três maiores projetos licitados no Novo Modelo do Setor Elétrico (UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte), o detalhamento das condições de financiamento oferecidas pelo Banco, bem como as operações aprovadas e os desembolsos recentes para geração do setor de energia elétrica. Além disso, identifica-se alternativas de fontes de recursos para investimentos em infraestrutura e, portanto, geração de energia hidrelétrica de grande porte.

Dessa forma, a conclusão da dissertação traz um resumo dos principais marcos na evolução do financiamento e da captação de recursos para geração de energia. Adicionalmente, com base nas perspectivas de expansão da matriz e dos instrumentos financeiros que entraram em uso no Brasil neste início de século, traça as perspectivas para o financiamento de novos projetos.

2. HISTÓRICO DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A expansão do setor elétrico nacional está fundamentada em investimentos realizados tanto pelo setor público quanto pelo privado. A estrutura de capital do processo de desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro passou por períodos de alternância entre predomínio público e privado, desde sua origem, com recursos privados estrangeiros, até a configuração atual com os principais investimentos de parcerias entre capital público e privado (SIFFERT et al., 2009).

Com a finalidade de compreender a atuação do capital público e privado nos investimentos e financiamentos de projetos de geração de energia elétrica, divide-se o histórico do setor elétrico brasileiro em seis fases que irão possibilitar a análise da estrutura atual do sistema elétrico brasileiro.

A primeira fase, de predominância de investimento estrangeiro, vigorou do fim do século XIX até a década de 1930, período da República Velha, que compreende o início da urbanização do país e uma nova necessidade de atendimento das indústrias e da agricultura de exportação. Assim, o Estado liberal, sem planejamento estatal, delegou os investimentos ao setor privado e assumiu o poder concedente, que oferecia as condições necessárias para atrair capital externo e firmar contratos de concessão (BNDES, 2006).

Esse modelo descentralizado se mostrou insuficiente frente às exigências de uma economia industrial mais sofisticada, que demandava planejamentos estatais unificados para atender essa nova realidade. A atuação mais determinante do Estado nesse setor pode ser percebida já no início dos anos 1930 com a promulgação do Código de Águas e do Estado Novo.

A segunda fase corresponde aos anos de 1930 a 1945, nos quais se observa a introdução de uma regulamentação sobre o setor elétrico. Como esse período sucede a crise internacional de 1929, observa-se uma modificação no papel do Estado, que deixa de ser responsável apenas pela atração de investimentos e concessão de empreendimentos, para assumir o papel de investidor e detentor do poder de decisão sobre aspectos do setor. Além disso, o âmbito político foi determinado por correntes nacionalistas centralizadoras, com restrições a investimentos estrangeiros e adoção de medidas favoráveis ao desenvolvimento interno, a fim de sobrepor a conjuntura macroeconômica em crise (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

O terceiro período mostra a reorganização do sistema elétrico brasileiro entre os anos de 1945 a 1962, com investimentos públicos nacionais e medidas fiscais para alocação de recursos na expansão da capacidade, a fim de fundamentar o forte crescimento econômico do período. A partir da Segunda Guerra Mundial, tem-se a transição para o modelo de substituição de importação, baseado em investimentos em infraestrutura e no surgimento de um setor industrial para amparar o desenvolvimento nacional (GOMES et al, 2002).

Esse contexto resulta numa situação de desequilíbrio entre oferta e demanda, gerando crises de abastecimento interna que refletiram negativamente sobre o crescimento econômico e desenvolvimento social do país. Além disso, os projetos, essencialmente hídricos, passaram a ter uma escala muito grande, fazendo com que os custos crescessem de forma incompatível com a percepção de risco das empresas privadas do setor (BNDES, 2006).

A intervenção estatal e o planejamento centralizado dos projetos de geração ganham maior amplitude com a criação da Eletrobras em 1962. Assim, o sistema elétrico brasileiro passa a ser constituído por empresas estatais detentoras de linhas de transmissão para integração do sistema e de grandes usinas hidrelétricas, e foi possível estabelecer uma cooperação entre as empresas com o sistema interligado e o sistema centralizado de despacho em busca de maximização da eficiência.

A quarta fase analisada é marcada pelo início da década de 1960 até os anos 1990, caracterizados por desaceleração econômica e crise da dívida e fiscal. Nesse contexto, os investimentos em novos projetos de energia desaceleram e surge a necessidade de uma nova reestruturação setorial para sanar os obstáculos financeiros nacionais.

O quinto período discute a elaboração de um plano de reestruturação e privatização das empresas do setor de energia, e a sexta fase, período do final da década de 1990 a 2004, explicita implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, detalhados a seguir.

2.1. A República Velha - Período de 1880 a 1930

O período de concepção do setor energético no Brasil, que compreende os anos de 1880 a 1930, é caracterizado pela predominância de recursos privados externos e nacionais. A necessidade de atender a demanda crescente por urbanização levou ao estabelecimento do regime de concessões para a prestação de serviços públicos, as quais eram outorgadas, inicialmente, pelas prefeituras municipais.

O primeiro empreendimento elétrico se constituiu a partir de iniciativa privada de Bernardo Mascarenhas, em 1889, com a Usina Hidrelétrica Marmelos, em Juiz de Fora. Alguns projetos menores haviam sido construídos, como a usina de Ribeirão dos Infernos, de 1883, que servia aos serviços de mineração de Diamantina, Minas Gerais, movimentando bombas d'água para desmonte de terreno. No entanto, a Hidrelétrica de Marmelos foi o primeiro sistema destinado ao atendimento de serviços públicos urbanos (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

É importante observar que a configuração das empresas de energia no final do século XIX e início do século XX estava restrita à área municipal e haviam pequenas usinas geradoras para atender às demandas do empresariado nacional ligado à agricultura de exportação, aos serviços urbanos - como atendimento de iluminação pública e transporte com bondes elétricos - e à indústria local. Nesse contexto alguns pequenos produtores e distribuidores de municípios economicamente mais fortes começaram a se associar em coligações que controlavam áreas mais extensas, como foi o caso, por exemplo, da criação da CPFL, em 1912, no estado de São Paulo.

Nesse período, além das iniciativas nacionais, também é possível observar a participação de investimentos estrangeiros cada vez mais presentes, como a constituição da *São Paulo Railway, Light and Power Company Ltd.* em 1899, com controladores canadenses, que deu origem ao Grupo Light no Brasil (LIGHT, 2011), e a presença da norte-americana *American and Foreign Power Company* (Amforp).

Assim, ao fim desse ciclo, a década de 1920 é caracterizada pela monopolização dos grupos estrangeiros e desnacionalização do setor energético brasileiro, com predominância do Grupo Light no eixo Rio - São Paulo e da Amforp no interior do estado (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

2.2. Regulamentação - Período de 1930 a 1945

O segundo período é assinalado pela dissolução da oligarquia da República Velha e pela ruptura com o desenvolvimento capitalista. As novas condições político-econômicas decorrentes da crise mundial exigiram respostas do Estado para contornar as restrições a novos financiamentos e à importação de bens de capitais e tecnologia.

Pode-se observar que dois fatores foram decisivos para o avanço do capital industrial sobre o capital mercantil, associado à monocultura cafeeira. O primeiro é o início da crise do capitalismo internacional que criou a oportunidade concreta de industrialização brasileira. O segundo é a Revolução de 30, com características nacionalistas e que estabelece as bases políticas favoráveis à industrialização acelerada que se seguiria (CAPITAL [...], 1996).

Assim, no campo internacional, a crise do capitalismo de 1929, a Revolução Keynesiana e o *New Deal* de Roosevelt indicavam que a solução para o desemprego gerado pela crise poderia ser obtida com uma ação mais ativa do estado na regulamentação e no planejamento da economia. Para os países subdesenvolvidos, particularmente nos setores de infraestrutura, essa possibilidade foi concebida de maneira efetiva através de uma ação direta do Estado, como modo de superar os atrasos e acelerar o processo de desenvolvimento.

Dado esse cenário macroeconômico, o Governo tomou certas medidas para sobrepor os limites impostos pela conjuntura internacional, com a redefinição do papel do Estado, que assume a função de regulador de serviços públicos e investidor para contornar as dificuldades de financiamento. Especificamente para o setor elétrico, foi determinada a fixação de preços de energia, a fim de reduzir o impacto de preços para indústria e consumidores finais, e elevou-se o nível de utilização da capacidade das usinas, para sobrepor a restrição de suprimento de bens de capital e satisfazer a demanda corrente. Aliado a esses instrumentos, foi elaborado um plano de interligação das usinas e padronização de frequências em São Paulo⁵ (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

Com isso, observa-se um processo de centralização e nacionalização das atividades econômicas, a fim de neutralizar o regionalismo do período anterior e fortalecer a política de financiamento por capital nacional com a adoção de incentivos à industrialização e a atividades ligadas ao mercado interno. Contudo, esse período é marcado pela queda acentuada no ritmo de crescimento econômico (GOMES et al., 2002).

O Estado deixa de participar como instrumento de manutenção da ordem social para atuar de forma mais ativa como principal elemento do desenvolvimento nacional (CAPITAL [...], 1996 – p.27).

⁵ Até 1945, todo o equipamento elétrico utilizado pelo setor ainda era importado, seguindo um padrão tecnológico diversificado e que tem sua origem na própria formação do setor elétrico nacional: cada empresa, ao se instalar no país, trazia sua própria tecnologia de produção, distribuição e consumo de eletricidade (CAPITAL, 1996).

Dentre as políticas adotadas, observa-se o início de um período de maior influência governamental, com a criação de órgãos reguladores do setor, como a Comissão Federal de Forças Hidráulicas, primeira organização oficial, que realizou a promulgação do Código de Águas. Em 1933, cria-se a Divisão de Águas dentro do ministério da Agricultura, com a atribuição de promover o estudo de águas no país e em 1939 foi estabelecido o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) como órgão do governo federal (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

A fase que antecede a Constituição de 1934 e o Código de Águas é caracterizada pela ausência de uma legislação específica, na qual a maior parte dos contratos era celebrada diretamente entre empreendedores e municípios (TOLMASQUIM, 2011).

O Código de Águas, regulamentado pelo Decreto 24.643 em julho de 1934, é o primeiro instrumento legal que assegura ao Governo o poder de regular o setor de águas e energia, e introduz a distinção entre a propriedade de águas e os bens e terrenos circundantes. Assim, realiza-se a centralização das decisões do setor de energia pelo Estado e a redefinição da articulação entre empresas nacionais e estrangeiras. A Constituição de 1937 – Estado Novo – aprofunda esse aspecto de estrutura societária e determina que os aproveitamentos hidrelétricos fossem concedidos somente a empresas constituídas por acionistas brasileiros⁶.

É possível notar o caráter nacionalista e intervencionista dessa fase, tanto no estabelecimento de normas para regulamentar o setor, quanto na atuação governamental.

2.3. Desenvolvimento Nacional - Período de 1945-1962

O terceiro período analisado inicia com a queda do Estado Novo e a promulgação da Constituição de 1946, influenciada pela combinação de duas correntes: privatistas e nacionalistas. Nesse contexto, prevalecia o liberalismo econômico em prol do capital estrangeiro em investimentos no país e a atuação desenvolvimentista do Estado nas atividades em que o capital privado não tivesse condições de atuar, principalmente nos setores de infraestrutura (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

⁶ Alterada pela Lei n. 6 de 12 de maio de 1942, a qual permite que empresas estrangeiras que já exercessem atividade no Brasil ou se estruturassem em sociedades nacionais pudessem obter concessões de aproveitamentos hídricos.

Vale ressaltar que, mesmo com base nos fundamentos do liberalismo econômico, o cenário brasileiro apresentava algumas dificuldades aos investimentos no setor. Por um lado o governo não dispunha de capital, tecnologia e capacidade de gestão suficientes para ampliar todos os serviços públicos de eletricidade prestados pelas concessionárias estrangeiras, por outro, as empresas estrangeiras não conseguiam obter melhores tarifas e a segurança que desejavam para novos aportes de capital, devido ao clima de incertezas políticas derivado da ascensão das forças nacionalistas (CAPITAL [...], 1996).

A influência governamental nessa fase está relacionada ao intervencionismo econômico para garantir o aumento de produção de bens, como pode ser notado a partir do segundo governo de Getúlio Vargas (1951-1954).

É possível notar também interferências do governo pela incapacidade da concessionária estrangeira de cumprir a essência de seus contatos de concessão: o atendimento ao mercado. No Rio Grande do Sul, observa-se a criação da CEEE e a elaboração de um plano de eletrificação, enquanto em Minas Gerais, tem-se a criação da Cemig, em 1952, que permitiu e viabilizou a decolagem da industrialização mineira.

Assim, inicia-se um processo de divisão de atividades de produção e distribuição de energia, no qual as empresas federais atuavam em geração e caberia aos governos estaduais o desenvolvimento do sistema de distribuição (CAPITAL [...], 1996).

Pode-se observar que o aumento da participação do Estado na atividade econômica é acentuado com o fim da Guerra. A manifestação desse fenômeno ocorre através da estatização crescente como forma de atender às reivindicações derivadas do próprio processo de desenvolvimento.

Cada vez mais passava a caber ao governo não só a definição da política econômica a ser seguida, através da importância crescente do planejamento global, como também a própria execução desta política através de grandes investimentos na indústria de base, nos transportes, no desenvolvimento regional, na educação e em energia. O processo iniciado com a Revolução de 30 não podia parar e requeria concepções mais elaboradas de um modelo global que já dava seus primeiros passos, com a possibilidade da industrialização, o processo de substituição de importações, a urbanização e a ampliação do mercado interno. (CAPITAL [...], 1996 – p. 41).

Na esfera federal, foram realizados estudos de alternativas para expansão setorial, como por exemplo, o Plano Salte⁷, em maio de 1948, elaborado pelo Dasp⁸, que sugeriu um conjunto de

⁷ Precursor da Lei n. 1.102 de 18 de maio de 1950. O Plano Salte não foi implementado.

obras públicas para resolver problemas de saúde, alimentação, transporte e energia. Para o setor elétrico, o Plano indicava assistência a concessionárias e organizações governamentais, elaboração de um plano nacional de eletrificação, capitalização da Chesf e o desenvolvimento de indústria de equipamentos elétricos (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

Além disso, a Comissão Mista Brasil - Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU)⁹ realizou, em 1949, estudos que evidenciaram desequilíbrios estruturais na economia brasileira em setores estratégicos como no transporte e na energia. Para isso era necessário à supressão dos gargalos para o processo de crescimento industrial.

Assim, em 1951, o governo brasileiro negociou com o Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e com o Banco de Exportação e Importação (Eximbank) o financiamento de importações de máquinas e equipamentos necessários para sanar os pontos de limitação do crescimento econômico, como sugerido pela CMBEU (GOMES et al, 2002).

De acordo com o Centro de Memória da Eletricidade (1998), as pesquisas da CMBEU resultaram na proposta de 1954 que previa que 60% dos investimentos em expansão do setor seriam provenientes de concessionárias particulares, empresas e órgãos públicos, sob coordenação do BNDE, atual Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)¹⁰.

Pode-se observar que, até 1950, o papel do Estado se restringiu à regulação das atividades econômicas, com a criação de órgãos fiscalizadores e de estudos para definição de diretrizes. A partir do início da década de 1950, percebe-se uma atuação de caráter interventivo nos setores de infraestrutura com a aplicação das medidas sugeridas por esses estudos e novas iniciativas de reorganização e solução de problemas.

No âmbito internacional, nos países centrais, crescia a ideia de que, além da atividade regulatória do Estado, o poder público deveria concorrer com a exploração privada para reduzir o preço da eletricidade. Isso pode ser observado com a intervenção estatal na Áustria, na Alemanha, na Suíça e, inicialmente, na Inglaterra, onde o *Electricity Supply Act* (1926) estabelece, por intermédio da *Central Electricity Board*, um sistema que fica entre a completa

⁸ Departamento Administrativo do Serviço Público.

⁹ Referida também como Comissão Abbink.

¹⁰ Fundado em 1952.

socialização e a simples regulamentação da indústria privada de unidade pública (CAPITAL [...], 1996).

Dentro desse escopo, com a finalidade de aumentar os investimentos em energia elétrica, foi estabelecido o Fundo Federal de Eletrificação¹¹, constituído a partir da cobrança do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE)¹², primeira medida fiscal de alcance nacional específica para energia elétrica, que visava um programa de expansão do sistema e exploração do potencial hidráulico brasileiro. Na década de 1950, a liberação de cotas do IUEE para estados impulsionou a criação de empresas de energia estaduais, como a Copel em 1954, a Celesc em 1955 e, posteriormente, a CESP em 1966, a partir da fusão de 11 empresas de energia (TOLMASQUIM, 2011).

Além disso, o Governo de Juscelino Kubitschek trouxe novo impulso no crescimento da economia brasileira, com industrialização baseada em financiamento externo. Como consequência, o crescimento de consumo de bens duráveis e não duráveis, de bens de capital e de insumos impulsionou a demanda por energia. Para isso, fundamentou-se o Plano Nacional de Eletrificação, a constituição do Ministério de Minas e Energia (MME)¹³, e se estabeleceu uma política desenvolvimentista do Programa de Metas com base nos estudos da Comissão Mista Brasil - Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico, Cepal e BNDE.

Os resultados dessas novas políticas trouxeram uma nova configuração para a estrutura de capital das empresas do setor, com a ampliação da participação de empresas federais e estaduais de 6,8% em 1952 para 33,3% em 1962, enquanto as empresas privadas estrangeiras reduziram sua representatividade de 82,4% para 55,2% no mesmo período (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

2.4. Nacionalização e Crise Fiscal - Período de 1962 a 1990

O início da década de 1960 é marcado por um ciclo econômico depressivo, que explicita as contradições do modelo de crescimento da fase anterior e implica em pressão inflacionária e paralisação de investimentos privados. Assim, o período dos governos militares se inicia com o Golpe de 1964, e é caracterizado pela retomada da consolidação, com o restabelecimento da

¹¹ O Fundo Nacional de Eletrificação foi instituído em maio de 1953.

¹² Lei 2.308 de 31 de agosto de 1954. A Constituição de 1988 eliminou o IUEE, substituindo-o pelo ICMS sobre as contas de energia elétrica, o qual não tem a obrigatoriedade de ser investido no setor.

¹³ Lei n. 3.782 de 22 de julho de 1960.

centralização de poderes e fortalecimento do executivo. Em 1964, o Programa de Ação Econômica do Governo (PAEG) visava acelerar o desenvolvimento econômico e conter o processo inflacionário, com base na restauração do padrão ostensivo de endividamento externo (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

Nesse período observa-se a intensificação do processo de nacionalização e estatização do setor de energia com a criação da Eletrobrás¹⁴ como holding de concessionárias públicas federais, responsável pelo planejamento setorial e definição dos programas de expansão do sistema, realização de estudos, construção e operação do sistema interligado de Furnas – Chesf – Eletrosul – Eletronorte.

É possível observar um movimento de aquisições de concessionárias pelo governo brasileiro, como no caso da Amforp, em 1964, integrando o sistema Eletrobrás, do Grupo Light em 1979, o qual deu origem à Light S.A. subsidiária da Eletrobras, e da Eletropaulo S.A., controlada pelo Governo do Estado de São Paulo. Nessa corrente centralizadora, o governo brasileiro estabelece em 1965 a regulação do setor pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME), que assumiria funções normativas e fiscalizadoras, e seria responsável pela análise dos pedidos de concessão e outorga de aproveitamentos hídricos e demais serviços de eletricidade.

Deve-se destacar que nesse período, juntamente com investimentos relevantes em empreendimentos hidrelétricos, foi realizada a interligação do sistema elétrico brasileiro¹⁵ (GOMES et al, 2002).

No final da década de 60, observa-se um novo ciclo de crescimento econômico, com expansão de PIB a taxas superiores a 10% e foco em infraestrutura. Assim, o crescimento econômico se traduziu em elaborações de projetos hídricos de maior magnitude, como Itaipu, construída a partir de recursos do Banco Nacional de Habitação (BNH), Banco do Brasil, Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e da Agência Especial de Financiamento Industrial (Finame). Origina-se também o programa nuclear, em 1969, resultante de estudos da consultoria *Nuclear Utility Services Corporation* (NUS) e Serviços Eletrotécnicos Ltda. (Seltec), sob a atribuição de Furnas.

¹⁴ Lei n. 3.890 de 25 de abril de 1961.

¹⁵ O aumento da complexidade operacional do Sistema pelas interligações levou a criação de um órgão técnico especializado na operação do parque gerador – o Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI).

É importante salientar a inclusão de estudos de impacto ambiental para obtenção de financiamento com agências internacionais na década 1970, que dá origem a criação da Secretaria Especial de Meio Ambiente (SEMA) em 1973, substituída pelo IBAMA em 1989.

O modelo de atuação centralizadora do Estado através da Eletrobrás garantiu a expansão de geração e transmissão nos anos 60 e 70. No entanto, as crises do petróleo na década de 1970, com a forte desvalorização cambial, evidenciaram a necessidade de reduzir a dependência de importação de bens (BNDES, 2006).

Com a unificação das tarifas em 1974 e o forte avanço da inflação, o reajuste tarifário se tornou fundamental para preservar os retornos do setor. Assim, adotou-se a garantia de retorno mínimo de 10% sobre os ativos, que ocasionou um problema futuro, uma vez que, embora as tarifas fossem iguais, as estruturas de custos e ativos eram diferentes para cada empresa, compensando as empresas de retornos menores com a receita adicional das empresas com retornos maiores (FERREIRA, 2000).

Além disso, a crise do Petróleo de 1973 incentivou a substituição do uso de combustíveis fósseis pela eletricidade nas indústrias eletrointensivas, o que exigiria maior necessidade de novos investimentos e maiores custos de operação, num contexto de dólar mais valorizado, migração de crédito para países desenvolvidos e taxas de juros internacionais mais elevadas. Assim, o segundo Plano Nacional do Desenvolvimento tenta contornar essas restrições e firmar a indústria de bens de produção como setor dinâmico da economia (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

No início dos anos 80, o modelo centralizado começou a mostrar sinais de fraqueza econômica e financeira. Esse modelo pressupunha a ausência de restrições de financiamento e priorizava a economia de escala, ou seja, usinas maiores tinham preferência em relação às menores. A exemplo da crise do México em 1982, observa-se um choque na economia brasileira que resulta em crise fiscal, estagnação econômica e alta inflação. Como resposta aos efeitos da crise macroeconômica, o Brasil reduz os programas de investimentos e aumenta a alavancagem.

Diante das insuficiências do sistema doméstico de crédito (sobretudo nas operações de longo prazo), escolheu-se o caminho aparentemente fácil do endividamento, numa conjuntura de oferta abundante de fundos externos, em vez de se promoverem as reformas estruturais que se impunham na economia brasileira. (...) Os grandes projetos de longo prazo de maturação de investimentos que deveriam pagar no futuro divisas para o país, começam a sofrer atrasos sucessivos nos seus cronogramas de implantação, com a consequente elevação dos custos finais dos empreendimentos. Muitos são

abandonados definitivamente, em meio à execução, sem qualquer retorno financeiro ou benefício à população. As autoridades econômicas brasileiras de então não perceberam a profundidade do movimento de contração da economia mundial. Acreditaram que a elevação das taxas de juros poderia ser absorvida pela operação normal do mercado, acompanhada de políticas monetárias e fiscais adequadas. (CAPITAL [...], 1996 - p. 65).

Vale ressaltar que, num primeiro momento, a dívida é contraída para financiar despesas ou investimentos reais, no entanto, posteriormente, a dívida foi ampliada para financiar os pagamentos de juros devidos e, posteriormente, interrompida pelos concedentes quando considerada alta demais. Com a paralisia dos empréstimos externos em 1982, o Estado passa a se financiar através da ampliação da dívida interna e emissão de papel moeda (CAPITAL [...], 1996).

Esse cenário mundial tem implicações para as empresas elétricas, que não conseguem atingir os 10% de retorno mínimo e tem restrições ao aumento real das tarifas para combater a inflação. Esses fatores contribuíram para um desequilíbrio econômico e financeiro que resulta em uma crise do endividamento do setor, e limitam a capacidade de investimento em projetos novos e mesmo na manutenção das unidades existentes.

A crise foi pior para as empresas estaduais, pois no momento que os bancos estatais tiveram dificuldades para obtenção e repasse de empréstimos, alguns estados começaram a utilizar suas empresas de energia elétrica para o financiamento indireto de déficits públicos (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

Além disso, a política de contenção de tarifas e acentuação do endividamento acarretou a inadimplência das empresas estatais, inicialmente, com o não recolhimento de encargos setoriais e, posteriormente, incluindo a inadimplência de tributos e da própria energia comprada (CAPITAL [...], 1996).

As falhas desse modelo centralizado explicitadas pelas dificuldades internas do Brasil, como ineficiência econômica, vulnerabilidade financeira e alta alavancagem, indicavam a necessidade de um novo modelo que suprisse esses problemas e permitisse novas expansões.

A Lei 8.631 de 1993 eliminou o nivelamento tarifário e a garantia de retorno mínimo de 10%, concedida na década de 70. A nova fórmula para fixação de tarifas foi baseada na estrutura de custos, com a finalidade de atender as necessidades de fluxo de caixa das empresas, e o saldo dos créditos de CRC (Contas de Resultados a Compensar) foram utilizados para compensar dívidas das empresas com a Eletrobrás.

2.5. Privatizações e estudos para Reestruturação - Período de 1990 a 2000

O período que sucede a crise fiscal da década de 1980 é marcado pela busca de alternativas para a retomada dos investimentos em infraestrutura. Dessa forma, discute-se o esgotamento da capacidade de investimentos das estatais, intensificado pelo grande volume de endividamento e pela política de contenção tarifária para controle da inflação (BNDES, 2006).

Assim, a década de 1990 foi marcada pelo início do Plano Nacional de Desestatização que buscava responder à crise e à paralisia nos investimentos, resultantes da incapacidade de aumentar a captação por via tributária ou endividamento externo. A reestruturação é baseada na menor intervenção do Estado na economia, suportada por esse Plano, que privatizou 68 empresas de participações acionárias estatais e federais, principalmente nos setores de siderurgia, química e petroquímica, fertilizantes e energia elétrica e levantou US\$ 30,8 bilhões com a venda desses ativos (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1998).

No setor de energia, isso é refletido com a inclusão da Light e da Escelsa no Programa Nacional de Desestatização em 1992, direcionando a prioridade de venda de ativos elétricos para as distribuidoras. A privatização efetiva de empresas elétricas foi iniciada em 1995 e 1996, com a venda das concessionárias federais de distribuição Escelsa e Light, respectivamente.

Essas alterações estimularam a busca por uma reestruturação da indústria de energia elétrica para melhor atender as necessidades do setor dentro do novo contexto mundial. Assim, a mudança de alguns aspectos regulatórios era necessária a fim de criar condições para recuperação das empresas e gerar atratividade para novos investimentos. O processo foi iniciado com a Lei nº 8.361 de 1993, que insere um novo regime tarifário, e com a promulgação da Lei das Concessões¹⁶, que instituía direitos e obrigações das concessionárias, possibilidades de extensão, renovação e a participação de novos agentes no setor, como os produtores independentes (LEITE, 2007).

Os estudos para reestruturação foram realizados pela *Coopers & Lybrand* (1997), em parceria com técnicos da Eletrobras e da Secretaria Nacional de Minas e Energia entre 1996 e 1998.

¹⁶ Lei nº 8.987/1995 e novas regras para são estabelecidas com a Lei 9.074 julho de 1995.

Em dezembro de 1996 a Lei 9.427 determina a criação da ANEEL, em substituição ao DNAEE, como autarquia com autonomia para arbitrar o setor de energia.

Esses estudos apontaram soluções competitivas para questões estruturais, como a implementação do planejamento indicativo, o qual compreendia estudos de capacidade hidrológica, impactos ambientais, projeções de oferta e demanda, dentre outros fatores que sanariam incertezas e atrairiam capital privado. Foi sugerida a manutenção da Eletrobras como Agente Financeiro do Setor, a qual poderia repassar empréstimos do Banco Mundial, de outros bancos de desenvolvimento, e do BNDES como incentivador de novos projetos (COOPERS & LYBRAND, 1997).

Assim, a privatização foi apoiada pelo governo federal por meio do Programa de Estímulo à Privatização Estadual (PEPE) do BNDES. De acordo com esse programa, era possível antecipar aos governos estaduais os recursos financeiros provenientes do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT), tendo como garantia os ativos das empresas de eletricidade de controle estadual, a serem vendidos nos leilões de privatização com a assessoria do Banco, após a aprovação pelas Assembleias Legislativas (TOLMASQUIM, 2011).

Outra característica importante foi a participação dos fundos de pensão em consórcios na concorrência dos leilões de privatização (FERREIRA, 2000). A tabela abaixo mostra os ativos de distribuição e geração que foram privatizados, a data da venda, bem como o prêmio pago sobre o valor inicial, o consórcio vencedor e sua participação na empresa.

Tabela 3: Resultados dos Leilões de Privatização do setor elétrico

Concessionária Privatizada	Data do leilão/venda	Receita do Leilão	Dívida Transferida	Apoio do BNDES	Modalidade de envolvimento financeiro
CERJ (atual AMPLA)	20.nov.1996	605,3	360,0	244,5	Adiantamento de Recursos a estados
COELBA	31.jul.1997	1.730,9	222,0	487,9	Financiamento à aquisição de ações
COSEERN	12.dez.1997	676,4	121,0	74,1	Adiantamento de Recursos a estados
CELPE	17.fev.2000	1.781,0	234,0		
CPFL (CAMARGO CORREA)	05.nov.1997	3.015,0	110,0	886,2	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
CEEE N-NE (atual RGE)	21.out.1997	1.635,0	161,0	69,8	Adiantamento de Recursos
				412,4	Financiamento à aquisição de ações
				113,8	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
CEEE - CO (ATUAL AES SUL)	21.out.1997	1.510,0	69,0	230,0	Adiantamento de Recursos a estados
ENERSUL	19.nov.1997	625,6	234,0	47,7	Adiantamento de Recursos a estados
				170,2	Financiamento à aquisição de ações
CEMAT	27.nov.1997	391,5	503,0	10,3	Adiantamento de Recursos a estados
				219,6	Financiamento à aquisição de ações
				106,3	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
ELETRIPAULO (LIGHT)	15.abr.1998	2.026,0	1.386,0	1.013,4	Financiamento à aquisição de ações
TIETÊ (ATUAL AES TIETÊ)	27.out.1999	938,1	1.182,0	360,9	Financiamento à aquisição de ações
PARANAPANEMA (ATUAL DUKE ENERGY BRASIL)	28.jul.1999	1.260,2	805,0		
BANDEIRANTE	17.set.1998	1.014,0	434,0	357,0	Financiamento à aquisição de ações
ELEKTRO	16.jul.1998	1.479,0	497,0		
UHE CACHOEIRA DOURADA	05.set.1997	779,8	145,0	100,0	Adiantamento de Recursos a estados
CEMAR	15.jun.2000	522,7	283,0	14,7	Financiamento à aquisição de ações
CELPA	09.jul.1998	450,3	131,0	68,8	Adiantamento de Recursos a estados
				225,0	Financiamento à aquisição de ações
				135,0	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
COELCE	02.abr.1998	450,3	422,0		
CEMIG	23.mar.1997	1.130,0		941,8	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
				600,0	Financiamento à aquisição de ações
ENERGIPE (ATUAL ENERGISA SERGIPE)	03.dez.1997	577,1	43,0	53,3	Adiantamento de Recursos a estados
				208,1	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
				146,2	Financiamento à aquisição de ações
BORPOREMA	30.nov.1999	87,4	1,3	43,7	Financiamento à aquisição de ações
SAELPA (ATUAL ENERGISA PARAÍBA)	30.nov.2000	363,0		181,5	Financiamento à aquisição de ações
TOTAL DOS PROGRAMAS ESTADUAIS		23.048,4	7.343,3	7.522,0	
ESCELSA	11.jul.1995	357,9	1,9		
LIGHT	21.mai.1996	3.717,3	959,1	609,6	Participação Societária (BNDESPAR)
				21,6	Financiamento à aquisição de ações
GERASUL (atual Tractebel Energia)	15.set.1998	945,7	1.278,4		
TOTAL DOS PROGRAMAS FEDERAIS		5.020,9	2.239,4	631,2	

Fonte: ESPOSITO, 2012.

Nesse contexto, o BNDES ganha representatividade no setor de energia elétrica, não apenas com auxílios estaduais e às privatizações, mas principalmente em novos projetos como será discutido.

Nesse período ainda pode-se destacar o incentivo a expansão de geração térmica com o lançamento do Programa Emergencial de Termelétricas, em fevereiro de 2000, que previa a construção de 49 usinas a gás natural, das quais 15 projetos eram de responsabilidade da Petrobras. Esse Programa não alcançou o objetivo esperado, principalmente frente às

dificuldades de aquisições de turbinas no mercado internacional, falta de consenso sobre o repasse da variação cambial do gás importado para os consumidores finais e a alta do preço do combustível nos anos subsequentes.

2.6. Reestruturação do Setor Elétrico

Ao final do século XX, a crise financeira e administrativa estava evidente nas grandes empresas do setor elétrico. Isso era consequência de uma conjunção de fatores que levaram a paralisação dos investimentos em geração e à insuficiência dos sistemas de distribuição (LEITE, 2002).

Inicialmente, o setor de energia era sustentado por recursos provenientes das tarifas, de empréstimos vinculados, de recursos de tributos (eliminados pela Constituição de 1988) e pelos empréstimos de agências internacionais. Dado a ineficiência observada na administração das empresas estatais, o Banco Mundial revisou sua posição nos empréstimos a empresas estatais destinados a infraestrutura e recomendou um modelo concorrencial.

A reavaliação dos projetos financiados pelo Banco Mundial mostra a mudança de percepção da instituição no que diz respeito ao papel desempenhado pela eletricidade no desenvolvimento econômico. No Período do pós-guerra, o suprimento de eletricidade era considerado como um fator de desenvolvimento. O documento que propõe a revisão da política dos empréstimos expõe o tema como um serviço como outro qualquer, oferecido àqueles que podem pagar seu custo, e sugere que a regulação do setor deveria ser orientada para o mercado. A falta de competição e a perda de qualidade e de confiança na administração das empresas estatais, como foi verificado no caso da inadimplência do governo de São Paulo com o pagamento de Furnas e Itaipu, são apontadas como as razões pelo aumento de custo e ineficiências do setor (OLIVEIRA; ARAÚJO, 2005).

Do ponto de vista institucional, essa política sugere que deveria ser construída uma nova organização industrial baseada na competição a partir da descentralização, desverticalização e acesso aberto ao sistema. Produtores independentes e cogeneradores deveriam ser estimulados a montarem usinas, recebendo incentivos econômicos, se necessário. Um novo regime regulatório deveria ser introduzido de forma reduzir a interferência governamental, especialmente em todos os aspectos que dizem respeito ao gerenciamento do dia-a-dia das usinas. (OLIVEIRA; ARAÚJO, 2005, p. 183-184)

Em novembro de 1999, os principais reservatórios do eixo Sudeste-Centro-Oeste já estavam com capacidade abaixo da média. Vale Observar que a geração térmica foi pouco utilizada por antecipação para sustentar o nível dos reservatórios e assegurar melhores níveis de segurança de suprimento como pode ser observado pela tabela abaixo:

Tabela 4: Utilização de Capacidade Térmica

ANO	CAPACIDADE MW	PRODUÇÃO MWMed	FATOR DE CAPACIDADE
1996	6.624	1.816	27%
1997	7.155	2.180	30%
1998	7.415	2.262	31%
1999	7.792	3.258	42%
2000	9.702	3.635	37%
2001	10.639	5.017	47%
2002	11.466	6.240	54%
2003	12.636	7.240	57%
2004	16.883	7.743	46%
2005	16.212	6.944	43%

Fonte: LEITE, 2002.

Deve-se observar que a insuficiência de capacidade das linhas de transmissão Sul/Sudeste limitava o fornecimento de energia hídrica e térmica das usinas do eixo Sul/Sudeste.

Outra falha apontada por Tolmasquim (2011), é que as garantias físicas estavam superestimadas e a inadimplência no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) era crescente.

Com isso, em março de 2001, o ONS solicitou o contingenciamento de 20% da carga no Sistema Interligado Nacional, que se traduziu em um plano de redução de consumo de energia apresentado pela Aneel. Em 5 de abril de 2001, o Governo instituiu o Plano de Racionalização de Energia, que visava conter uma situação emergencial de queda nos níveis de reservatório e capacidade de geração efetiva inferior à demanda por energia elétrica.

Com a finalidade de equacionar esse problema, em 15 maio de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGCE)¹⁷, que deveria adotar medidas para solucionar a situação emergencial do país e elaborar Planos de expansão e prevenção. Em 1º de junho de 2001, foi decretado o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste e Centro-oeste, Norte e

¹⁷ Medida Provisória nº 2.147, de 15/05/2001.

Nordeste do Brasil. O Programa Emergencial de Redução do Consumo entrou em vigor em junho de 2001 e teve duração até 28 de fevereiro de 2002 (Resolução CGCE n. 1/2001). Esse plano de racionamento determinava reduções específicas de acordo com características de consumo, como quotas de redução entre 15% e 25%, liberdade de transação entre consumidores comerciais e industriais, carga tarifária sobre os excedentes para consumidores comerciais e residenciais, dentre outros. (LEITE, 2007; TOLMASQUIM, 2011).

Além disso, a Câmara de Gestão de crise de energia elétrica (CGCE) instaurou a curva de aversão a risco, que determinava níveis mínimos de armazenamento nos reservatórios. Se o nível dos reservatórios fosse inferior ao valor determinado pela curva, seriam acionados todos os recursos disponíveis a fim de recompor o nível mínimo estabelecido.

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica¹⁸ constatou que a vulnerabilidade do sistema elétrico poderia ter sido prevista, uma vez que o sistema estava em desequilíbrio desde 1999. Verificou-se que o fator predominante que provocou a crise de suprimento no país foi a frustração no aumento de oferta. A demanda cresceu em linha com as expectativas, mas houve atraso em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão (TOLMASQUIM, 2011).

As dificuldades internas ao setor, como a necessidade de expansão e o comprometimento dos investimentos das estatais, visto que eram considerados como despesas do governo, evidenciaram a necessidade de uma revisão da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, com a primazia da confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade.

A ausência de um ambiente regulatório adequado, com regras estáveis, claras e concisas, não propiciava segurança aos investidores privados. A legislação existente, vaga e conflitante, não definia com clareza as atribuições de cada agente, não alocava responsabilidades específicas na gestão do setor, nem contemplava, principalmente, os interesses dos consumidores (TOLMASQUIM, 2011, p.19).

Com isso, o novo modelo do setor elétrico brasileiro foi desenvolvido com base na criação de dois ambientes de contratação, na elaboração de um planejamento setorial, na criação de programas de universalização e na reorganização institucional.

¹⁸ Decreto Presidencial de 22 de maio de 2001, que objetivava identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre oferta e demanda de energia.

A forma de negociação de energia também foi modificada com a diferenciação nos leilões entre energia proveniente de usinas elétricas com ativos amortizados (energia velha), aumento de capacidade de usinas existentes (energia botox) e energia de novos empreendimentos (energia nova). Dessa forma, a energia de usinas amortizadas, que propicia preços menores, contribui para a modicidade tarifária, e não concorre com projetos novos que devem remunerar o custo de implantação e financiamento dos investidores (SIFFERT et al., 2009).

Com o novo marco regulatório, o Estado volta a assumir um papel relevante no planejamento do setor, prezando por segurança de suprimento, modicidade tarifária e inserção social. Vale ressaltar que, em 2004, é criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, e acentua-se uma tendência de Modelos de Parceria Estratégicas Público-Privadas. (BNDES, 2006; SIFFERT et al., 2009).

Os aspectos históricos do financiamento do setor elétrico Brasileiro estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5: Resumo do Histórico de Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro

Período	Principais Características
A República Velha - Período de 1880 a 1930	- Monopolização através de grupos estrangeiros e concessão outorgada pelo Estado.
Regulamentação - Período de 1930 a 1945	- Caráter nacionalista e intervencionista. - Redefinição do papel do Estado: função de regulador de serviços públicos e investidor para contornar as dificuldades de financiamento.
Desenvolvimento Nacional - Período de 1945-1962	- Intervencionismo econômico para garantir o aumento da produção de bens.
Nacionalização e Crise Fiscal - Período de 1962 a 1990	- Intensificação do processo de nacionalização e estatização do setor de energia. - Centralização e intervencionismo para garantir a expansão de geração de energia e, ao final do período, amenizar os impactos da crise econômica.
Privatizações e estudos para Reestruturação - Período de 1990 a 2000	- Busca de alternativas para a retomada dos investimentos em infraestrutura (esgotamento da capacidade de investimentos das estatais). - Plano Nacional de Desestatização. - Menor intervenção do Estado e necessidade de reestruturação da indústria de Energia Elétrica.
Reestruturação do Setor Elétrico	- Estado volta a assumir um papel relevante no planejamento do setor, prezando por segurança de suprimento, modicidade tarifária e inserção social.

Fonte: Elaboração Própria.

3. O PAPEL DO ESTADO E A ATUAÇÃO DO BNDES EM ENERGIA ELÉTRICA

A infraestrutura é tradicionalmente responsabilidade do setor público por sua importância estratégica para a economia e também em razão dos grandes investimentos requeridos. Adicionam-se a isso os longos períodos de maturação dos projetos que se traduzem em desincentivos aos investidores privados (BOND; CARTER, 1995).

De acordo com Offe e Ronge (1984), o Estado não favorece interesses específicos, mas protege e sanciona instituições e relações sociais. Para isso, o Estado capitalista mantém quatro determinações estruturais com a produção material: a privatização da produção, a dependência de impostos, a acumulação e a legitimação democrática.

Nesse aspecto, de acordo com os autores supracitados, pode-se inferir que a propriedade no setor elétrico consiste, na verdade, na posse de concessões, ou seja, um direito a explorar determinada atividade ou serviço por um prazo determinado de tempo. Isso é consequência da impossibilidade de tomar um rio ou qualquer outro recurso natural como propriedade privada, uma vez que tais recursos representam um bem público nacional e todos têm direito a seus benefícios. Usualmente, a propriedade privada não está sujeita a interferências governamentais, no entanto, a indústria de energia elétrica representa um monopólio natural em vários de seus segmentos. Com isso, é objeto de regulação para garantir condições de investimentos e, ao mesmo tempo, proteger os consumidores finais de abusos monopolistas. Em contrapartida à concessão, o governo consegue um montante sobre o bem concedido (como capital ou através de tarifas elétricas mais baixas) e arrecada impostos incidentes nas atividades desenvolvidas.

Deve-se observar que a acumulação é um ponto de atenção na medida em que, dado o grande montante de investimentos, é necessário que o ambiente seja favorável a parcerias e investimentos privados. Para isso, a questão da legitimação democrática do Estado e da regulação estabelecida é validada através de consultas públicas sobre os temas que afetam a dinâmica do setor.

Dessa forma, nota-se que, como Offe e Ronge (1984) inferiram, o Estado assume uma dupla função do poder político, seja por defender a ética democrático-representativa (o bem coletivo), seja pela busca de atratividade de investimentos no setor (acumulação e retornos adequados). Assim, para os proprietários de capital, a política adotada pelo governo nesse setor é essencial para a decisão de investimento.

O aspecto de interação de relações público-privadas também está presente em Bobbio (1987). O setor elétrico está permeado por discussões sobre as interações do poder público e do direito privado, determinações que podem ser encontradas em leis (toda regulação do setor com regras vinculatórias de conduta) ou contratos (normas que regulam reciprocamente as relações, por exemplo, de compra e venda de energia). Percebe-se em Bobbio (1987) o primado do direito público, na contraposição ao Estado mínimo, como a subordinação necessária do interesse individual ao interesse coletivo. Assim, na mesma medida em que o Estado concede o ativo para ser explorado e desenvolvido por investimentos privados, o poder público atua na regulação, impondo limites ao monopólio nos vários segmentos da indústria de energia elétrica.

De acordo com Dunkerley (1995), a necessidade de grandes montantes de capital para financiar a expansão do setor elétrico nos países em desenvolvimento, tem como consequência a abertura de muitos países para investimento privados, inicialmente através de projetos independentes e, em alguns casos, através da privatização. Esse movimento requer uma reorganização setorial com a finalidade de atrair recursos na escala demandada, ou seja, estabelecer condições atrativas para financiamentos privados domésticos e externos. Essa necessidade de prover suprimento de energia adequado, confiável e de qualidade é uma condição essencial para o crescimento econômico e para a melhora do ambiente, visto que a ausência de tais suprimentos pode se traduzir em penalidades para um país - a falta de energia traz perdas na produção industrial que podem reduzir o PIB significativamente, como no caso da Índia em meados da década de 1980 que reduziu o PIB em 1,5%, ou no caso do Brasil em 2001, que o PIB de 4,3% no ano anterior foi diminuído para um crescimento de 1,3%.

A reestruturação do setor elétrico tem sua importância nesse movimento de participação do capital privado não apenas vinculada à segurança e à confiabilidade de suprimento, mas também à necessidade de aumentar a transparência e a previsibilidade, ou seja, adotar uma orientação voltada para mercado. Nos estudos da *Coopers & Lybrand* (1997), a consultoria assume uma posição de que o Estado deveria ter a função de orientador, no qual indicaria as perspectivas de crescimento da Matriz, as fontes adotadas, as expectativas de demanda, dentre outros, e não de um planejador central determinístico. Assim, seria possível maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração. Além disso, o Estado deveria ser responsável pelo desenvolvimento do planejamento indicativo (como os planos de médio e longo prazo publicados pela Empresa de Pesquisa Energética) e preparar as bases para novos projetos de geração.

Esse estudo ainda sugere que as metas de financiamento da expansão deveriam garantir que a maior parte dos recursos fosse proveniente do setor privado, enquanto os recursos públicos ficariam restritos a programas sociais, financiamentos de longo prazo e provisões de garantias que liberariam o acesso a recursos privados. Com isso, o BNDES é colocado numa posição central como o provedor de atividades creditícias e mitigador de risco nos novos projetos.

Além disso, com base no relatório do Banco Mundial (1993), evidencia-se que na maioria dos países em desenvolvimento, o setor elétrico consiste em uma única empresa nacional operando como um monopólio público. Verificou-se uma perda de eficiência nesses países que contavam com recursos do Banco Mundial, como não reajuste de tarifas, queda nos indicadores de qualidade do serviço e aumento de perdas. Uma das justificativas apontadas foi o conflito entre o papel do Governo como proprietário e como operador, assim como indicado por outros documentos aqui analisados, seja em âmbito nacional ou internacional. A falta de objetivos bem definidos, interferências nos assuntos do dia a dia e pouca autonomia financeira foram ações que prejudicaram o desempenho operacional e explicitaram a necessidade de utilização eficiente dos recursos de energia. Além disso, fatores externos, como a alta do preço do petróleo e variação de juros, necessitavam de uma resposta rápida do Governo para amenizá-los e garantir aumentos tarifários adequados, mas a lentidão nas resoluções estatais contribuiu para aumentar a ineficiência.

O setor elétrico e outros segmentos de infraestrutura foram instrumentos de transferência de recursos para equacionar questões sociais, como extensão do próprio governo, o que resultou na adoção de políticas custosas e ineficientes. No entanto, a energia subsidiada por incentivos estatais amenizou as restrições de orçamento de energia elétrica num primeiro momento, com déficits representativos financiados por impostos. Para evitar essas medidas, o Banco Mundial adotou uma política de reivindicação de regulação transparente e de independência operacional das empresas, que seriam supervisionadas por um corpo regulatório. A redefinição das funções do Governo, das empresas e dos consumidores e o estabelecimento de aspectos legislativos e legais para proteger os interesses dos *stakeholders* foram outros fatores exigidos pelo Banco (BANCO MUNDIAL, 1993).

Nesse sentido, é possível observar que final da década de 1970, o governo de Margaret Thatcher na Inglaterra traz uma nova abordagem sobre a participação privada e a presença do Estado nas empresas. O processo de privatização é discutido pelo estudo de “*The right approach to the Economy*” em 1977, no qual Thatcher promove a redução da presença do Estado na economia, e pelo discurso de John Moore “*Why privatise?*” que propunha a

aceleração das privatizações. Com isso, observa-se que, entre 1979 e 1992, aproximadamente 70 empresas foram privatizadas na Inglaterra (ROSA; SENRA, 1995).

O estudo do Banco Mundial “*Privatization: the lessons of Experience*” de 1992 aponta que, no período que se estendeu de 1980 a 1991, foram realizadas 6.800 privatizações, das quais 2.000 nos países em desenvolvimento.

De acordo com Rosa e Senra (1995), a privatização pode ser interpretada como (i) aumento da competição no setor privado preexistente; (ii) aumento da competição mantendo o setor público; (iii) parceria entre setor público e privado; (iv) desmembramento e venda de empresas elétricas estatais; (v) desnacionalização de empresas vendidas a estatais estrangeiras; (vi) venda de empresa estatal sem desmembramento; (vii) aglutinação de empresas privadas com estatal; e (viii) abertura ilimitada de empresa estatal.

Assim, nota-se que essa abordagem se fundamenta na venda da integral da empresa ou no seu desmembramento, a fim de propiciar um ambiente competitivo através da desverticalização. Esse processo pode se viabilizar pela abertura de capital da empresa em Bolsa de Valores, pela venda de ações, pela participação privada na conclusão de obras e na construção de novas usinas, pela permissão de produção independente e cogeração ou pela transferência de ativos e venda da empresa.

Além disso, é possível se aplicar um controle do Estado sobre a empresa privatizada por razões de política nacional. Na Inglaterra, por exemplo, criou-se a *Golden Share*, um título acionário mantido pelo Estado conferindo-lhe poderes específicos, como subordinar ao Estado decisões cruciais da empresa. Na França, uma variante deste instrumento foi a *Noyau Dur* e *Actions Spécifiques*, com um núcleo de acionistas, ligados por um pacto acionário, para estabilizar a empresa. Os acionistas que não respeitassem os direitos estabelecidos por esse tipo de ação ficariam sujeitos à perda do direito de voto ou a serem obrigados a desfazerem-se de suas ações.

Para Rosa e Senra (1995), a Lei de desequalização tarifária de 1993 pode ser considerada como a primeira etapa da estratégia de privatização, uma vez que propunha a revisão da política de preços e a busca caracterizar as ações das concessionárias como semelhante às de uma corporação empresarial não pública.

Deve-se observar que o ministro da fazenda Eliseu Rezende, que idealizou a Lei de desequalização e o cancelamento da CRC, foi presidente da Eletrobras e tinha vínculos profissionais com o setor elétrico. Sua substituição por Fernando Henrique Cardoso resultou

na priorização do plano de estabilização anti-inflacionário, que acabou suspendendo a recuperação tarifária iniciada pela desqualificação, uma vez que as tarifas ficaram congeladas com a nova moeda, em 1994.

Por outro lado, o Plano Real trouxe a estabilidade macroeconômica necessária para vislumbrar os negócios de longo prazo e o consumo de energia voltou a crescer. Com isso, identificou-se a necessidade de investimentos no setor, enquanto a União e os Estados ainda precisavam recuperar contas públicas. Assim, os ativos do Setor Elétrico Brasileiro passaram a representar fontes de recursos, e o programa de privatização se iniciou em 1995, sob gestão do BNDES (ESPOSITO, 2012).

A proposta de privatização ocorreu muito mais por falta de opção do que por ideologia, por uma questão de incapacidade do Estado. O governo, por uma série de razões, entre elas uma política tarifária irrealista, perdeu as condições de investir (ROSA; SENRA, 1995 – p. 100).

3.1. Papel Governamental do BNDES

A análise do papel do BNDES no setor de energia elétrica tem por fundamento o contexto apresentado inicialmente e está inserida na discussão sobre o grau de interferência do Estado na Economia.

A criação do BNDE, em 1952, tinha como principal objetivo oferecer financiamento de projetos na área industrial com base na política de substituição de importações. Inicialmente, a política estava voltada para a concessão de crédito de longo prazo para os segmentos de transportes e energia, apontados como obstáculos para o crescimento econômico. Essa orientação foi alterada em 1982, com a percepção de que os setores de comércio e serviço são mais intensivos em mão de obra e, portanto, são maiores geradores de empregos (VALENTE, 2012).

Deve-se observar que a concessão de empréstimo é diferente da concessão de financiamento, uma vez que o primeiro não tem destinação específica, enquanto o financiamento se apresenta vinculado a algum bem ou serviço. Além disso, é importante ressaltar que, até 1994 e 1995, a única linha de financiamento disponível para longo prazo eram os produtos oferecidos pelo BNDES.

Como pode ser observado pela figura abaixo, os recursos do BNDES são provenientes, em sua maior parte, de contribuições federais, como o Fundo de Amparo ao Trabalhador e o Fundo Nacional de Desenvolvimento.

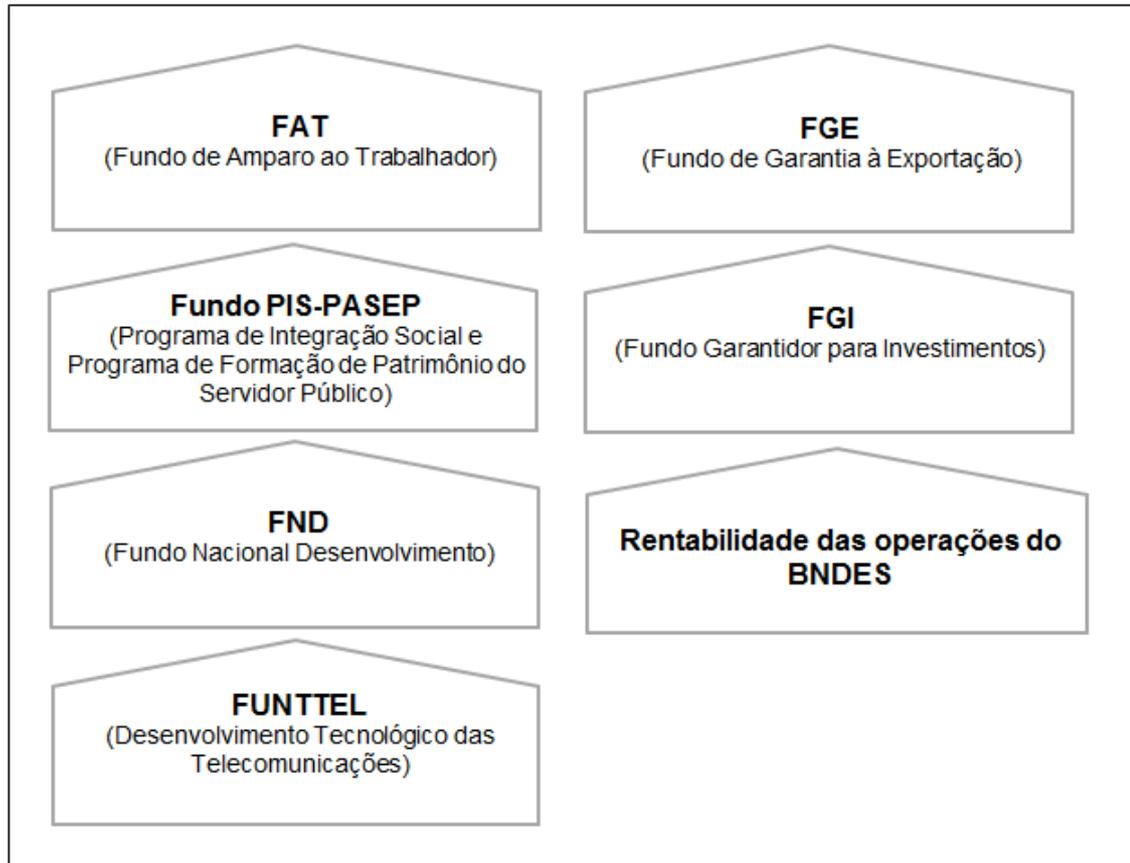


Figura 4: Origem dos Recursos do BNDES

Fonte: Elaboração própria com base em Valente (2012).

Uma das características dos financiamentos concedidos pelo Banco é a priorização de novos investimentos, ou seja, operações de transferências de ativos estão restritas a casos específicos de fomento ou reativação de determinada atividade produtiva. Com isso, em geral, o BNDES não financia capital de giro das empresas e não concorre com o Banco Central ao não financiar atividades bancária e financeira (exceto pelo microcrédito).

Para a concessão de um financiamento, a política do BNDES envolve o requerimento e apreciação de documentos, demonstrações financeiras, orçamentos e entrevistas com os beneficiários finais, além de analisar até a instância de pessoas físicas que detêm a propriedade da empresa.

Após a aprovação, o repasse de recursos pode ser realizado de duas formas: pelas linhas diretas, destinadas a financiamentos superiores a R\$ 10 milhões independente do valor total do projeto ou por meio de uma rede de bancos repassadores, que tem a atribuição de analisar projetos menores, por bancos comerciais ou pelo BNDES Automático. No entanto, esse último instrumento tem perdido atratividade, uma vez que, no cenário pós-hiperinflação, os bancos comerciais passaram a ter menor rentabilidade com essas operações e os financiamentos concedidos ocupam espaço de créditos mais rentáveis na carteira.

A obtenção de recursos com o Banco pode ser realizada através do enquadramento do financiamento com os programas de crédito (Figura 5), ou pela participação do BNDESPAR como acionista da empresa.



Figura 5: Principais Produtos Oferecidos pelo BNDES

Fonte: Elaboração própria com base em Valente (2012).

Como pode ser observado pela figura acima, os produtos tradicionais oferecidos pelo BNDES englobam o financiamento na aquisição de máquinas e equipamentos através da linha do FINAME, o financiamento de atividades ligadas ao mercado externo pelo Exim, crédito para aquisição de bens e insumos de micro, pequenas e médias empresas com o Cartão BNDES ou pelo limite de crédito elegível para clientes do BNDES.

A análise da atuação do BNDES voltada à indústria de energia elétrica será abordada em quatro contextos diferentes: (i) ascensão do modelo estatal; (ii) no período de privatização das empresas do setor; (iii) durante o racionamento; e (iv) no seu papel voltado à expansão do sistema elétrico.

3.2. Atuação do BNDES na Ascensão do Modelo Estatal

Em meados do século XX, a propriedade estatal dos ativos do setor elétrico combinava aspectos de centralização e descentralização. Por um lado, as concessões de distribuição e os investimentos em expansão de geração e transmissão de eletricidade eram responsabilidade dos estados da federação. Por outro, a Eletrobras e suas subsidiárias detinham a maior parte dos ativos de geração e transmissão de eletricidade, além de participações societárias em concessões estaduais (ESPOSITO, 2012).

A responsabilidade de financiamento setorial foi atribuída, inicialmente, ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)¹⁹, fundado em 1952. O objetivo do Banco era prover recursos para projetos que demandassem financiamento de longo prazo, com prioridade para equacionamento das deficiências dos segmentos de transportes e energia, que eram os maiores entraves para o crescimento econômico, de acordo com a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU).

Assim, com base no papel de um dos financiadores de longo prazo, foi atribuído ao BNDE a gestão do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), instituído em 1954. Esse fundo era lastreado pelos recursos do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE) e compartilhava parte dos recursos com os estados. Assim, o FFE possibilitou o financiamento da expansão de 6,3% do parque gerador (21,6 MW) em 1955 e de 95,9% (502 MW) em 1962 (ESPOSITO, 2012).

No entanto, em 1961, a criação da Eletrobras como *holding* de ativos federais centralizou a gestão de operação e dos investimentos no setor, o que implicou a transferência da carteira de aplicações e administração do FFE para a empresa.

Nesse período, a Eletrobras exercia um papel central no Sistema Elétrico Brasileiro, com as atribuições de coordenar a operação do sistema, de planejar a expansão do setor e de controlar

¹⁹ A vertente social foi explicitada em 1982 com a alteração da razão social para Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

os recursos para financiamento setorial, e o BNDE passou a ter papel marginal da expansão do setor elétrico.

A partir dos anos 1960 até a década de 1980, a Eletrobras atua como financiadora dos agentes do setor elétrico, com recursos provenientes do (i) Fundo Federal de Eletrificação; (ii) Empréstimos Compulsórios aos Consumidores; (iii) Reserva Global de Reversão (RGR); (iv) empréstimos externos; além de fontes complementares como (v) os orçamentos dos estados e da União; e (vi) da aplicação de tarifas que custeavam os investimentos com as próprias receitas.

Foi observado que fatores externos ao setor elétrico prejudicaram o financiamento de investimentos e expansão do setor, como a política de contenção tarifária para mitigar efeitos na inflação e a deterioração das condições de financiamento externo.

De acordo com Esposito (2012), as políticas de investimento das empresas estatais não foram coordenadas conjuntamente, o que resultou na construção de grandes hidrelétricas sem que o ritmo de consumo de energia justificasse e viabilizasse esses investimentos. Assim, os projetos sofreram atrasos consecutivos em razão da falta de recursos para financiamento e do baixo crescimento da demanda por energia. Nesse cenário, o BNDES retoma sua participação como financiador relevante do setor.

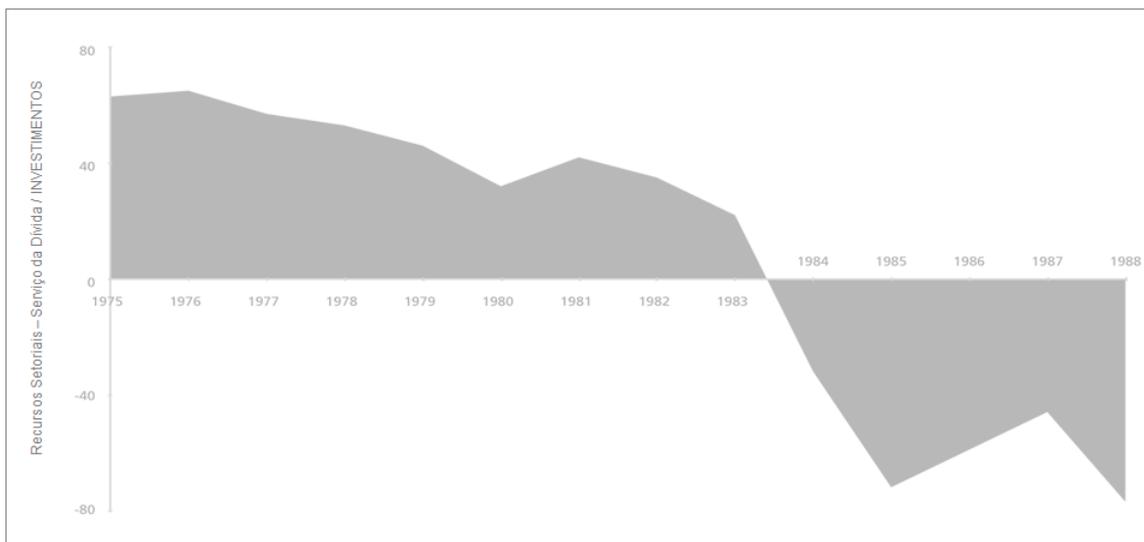


Figura 6: Capacidade de Autofinanciamento das Empresas de Energia Elétrica

Fonte: ESPOSITO, 2012.

Como pode ser observado pela figura acima, os atrasos dos projetos implicaram também na perda de capacidade de autofinanciamento das empresas no início da década de 1980. Da mesma forma que grandes projetos se beneficiam das economias de escala, a partir do momento que os atrasos persistem, o custo do financiamento também se eleva, uma vez que as receitas provenientes da operação são postergadas (ESPOSITO, 2012; OLIVEIRA; ARAUJO, 2005).

Dessa forma, o início da década de 1990 é marcado por um quadro deficitário para as empresas de energia elétrica e pela necessidade de reestruturação setorial. Essa mudança seria fundamentada por dois aspectos: o ingresso da iniciativa privada, para sanar a incapacidade das estatais em viabilizar investimentos, e pela introdução da competição e da regulação por incentivos para aumentar a eficiência setorial.

3.3. O BNDES na Privatização do Setor Elétrico Brasileiro

A conjuntura econômica brasileira no início da década de 1990 se traduzia em dívida pública crescente e descapitalização dos governos estaduais. Assim, com o objetivo de apoiar o Plano Nacional de Desestatização, o Governo Federal estabeleceu que o BNDES oferecesse empréstimos aos governos estaduais que aprovassem leis de privatização, e realizaria o reescalonamento de 80% da dívida entre governos federais e estaduais, concedendo prazos para 30 anos e taxas de juros abaixo das taxas vigentes no mercado. Como os 20% restantes eram pagos em ativos e a garantia dos financiamentos era a participação no bloco acionário de controle das empresas estaduais, usualmente resultantes do acordo de privatização, infere-se que esse processo foi um dos instrumentos adotados para federalizar e privatizar empresas que não atendessem ao incentivo federal (FERREIRA, 2000).

A figura abaixo ilustra a participação dos agentes na propriedade de ativos no ano de 1993. É possível observar que o sistema centralizado e com fortes bases estatais se traduziu em concentração dos ativos, principalmente, para Eletrobras detentora de 49% dos ativos, e empresas do Estado, com 33% de participação (ESPOSITO, 2012).

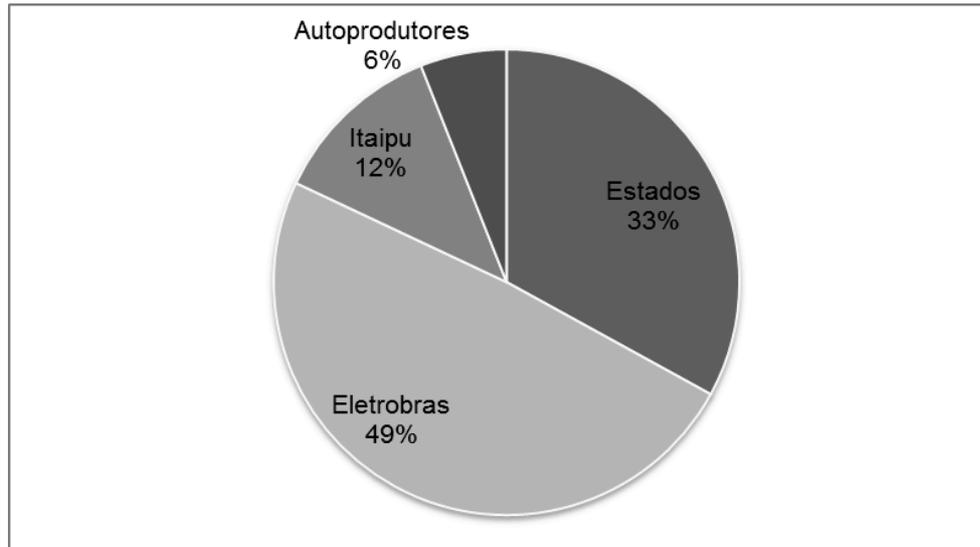


Figura 7: Propriedade dos Ativos em 1993

Fonte: ESPOSITO, 2012.

A venda de ativos se mostrava necessária não apenas pela dívida detida pelos estados, mas também pela falta de capacidade estadual de investir na qualidade e expansão do serviço, que embasaria o crescimento econômico futuro.

A situação financeira das empresas de energia elétrica no início da década de 1990 é caracterizada pelo alto grau de endividamento e pela incapacidade de pagamento das dívidas. Na figura abaixo, é possível observar que, em 1993, o indicador de Dívida Líquida/EBITDA²⁰ das empresas do setor estava acima de 12x, ou seja, seriam necessários 12,43 anos de geração de caixa operacional do Sistema Eletrobras para quitar a dívida da empresa. Essa situação era ainda pior para as empresas mistas e distribuidoras, que apresentavam 13,34x e 25,71x, respectivamente.

²⁰ Dívida Líquida é representada pelo total de endividamento da empresa (curto e longo prazo), subtraído o valor de disponibilidades da empresa. O EBITDA é um indicador de geração de caixa operacional. Assim, o múltiplo de Dívida Líquida/EBITDA tem por objetivo identificar quantos anos de geração de caixa operacional seriam necessários para liquidar a dívida da empresa.

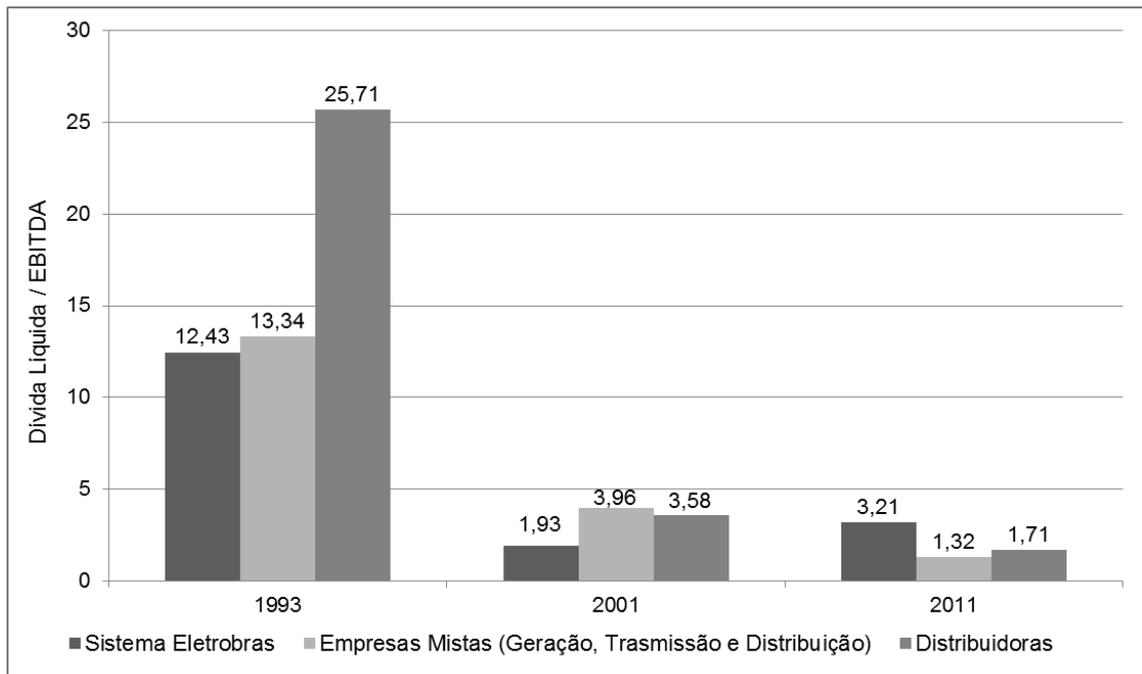


Figura 8: Endividamento Setorial

Fonte: ESPOSITO, 2012.

O Plano Real em 1994 trouxe a estabilidade macroeconômica necessária para vislumbrar os negócios de longo prazo. Esse cenário propiciou a recuperação do crescimento de consumo de energia que, por sua vez, demandaria investimentos na expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. Como foi discutido, a União e os Estados se encontravam com alto grau de endividamento e com capacidade de investimento comprometida. Assim, com o advento da Lei geral das concessões nº 8.987 de 1995 que introduz o direito ao equilíbrio econômico financeiro das empresas, os ativos do SEB passam a ser vistos como fontes de recursos, dado a necessidade de recuperação das contas públicas, e as privatizações se iniciam em 1995, sob gestão do BNDES.

Para isso, instituíram-se programas de reestruturação e ajuste fiscal regidos pela Lei 9.496/97, que estabeleceu os critérios de assunção e renegociação de dívidas entre Estados e União. Os Estados transferiram para a União suas dívidas cujas amortizações seriam realizadas por meio das receitas de privatização (VELASCO, 2010).

Nesse processo, o BNDES assumiu o papel de financiador tanto pelo adiantamento de recursos aos estados da federação, quanto por meio de financiamento aos compradores dos ativos privatizados. Segundo Esposito (2012), entre 1996 e 1998 o adiantamento de recursos aos estados representou R\$ 898,4 milhões, enquanto o apoio financeiro na privatização

correspondeu a R\$ 5,7 bilhões. Além disso, com as privatizações foi possível levantar R\$ 3,8 bilhões de recursos para a União e R\$19,6 bilhões para os Estados, o que contribuiu para o ajuste fiscal e para queda do endividamento público.

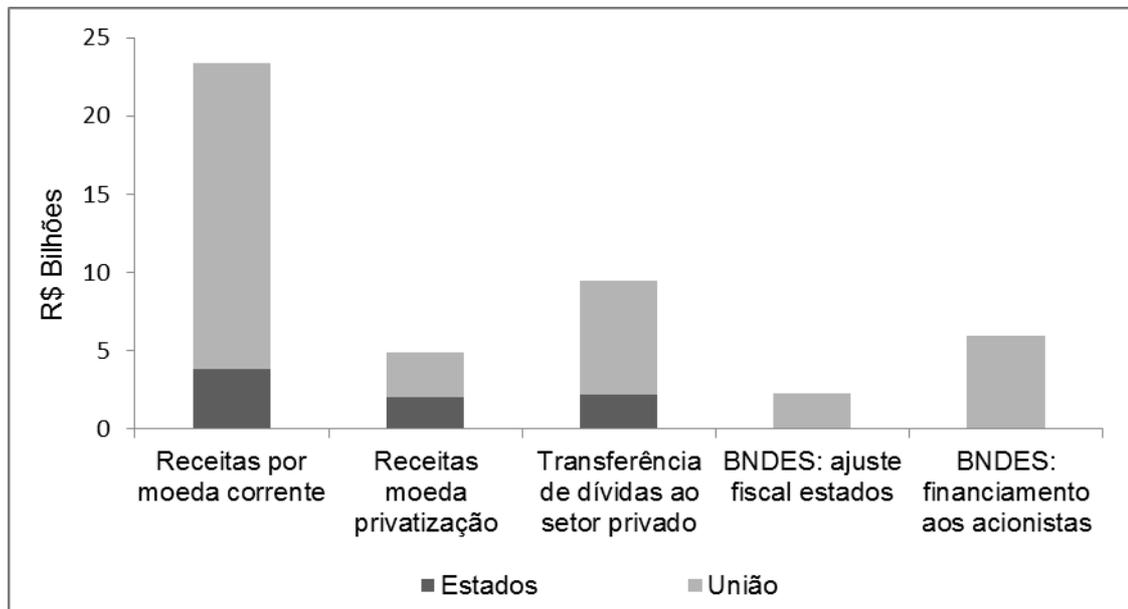


Figura 9: Resultado das Privatizações 1995-2000 (R\$ bilhões)

Fonte: ESPOSITO, 2012.

A figura acima ilustra os montantes obtidos para União e Estados como resultado das privatizações. Além do adiantamento aos estados e dos recursos obtidos com a venda de ativos, pode-se observar que a União e os Estados transferiram dívidas para o setor privado no total de R\$ 2,2 bilhões e R\$ 7,3 bilhões, respectivamente.

Diante dessa atuação, o BNDES volta a ter papel relevante no setor, dividindo com a Eletrobras a função de agente de fomento à expansão setorial por meio de financiamentos: a Eletrobras como responsável por recursos subvencionados e o BNDES pelo financiamento de longo prazo de projetos de geração, transmissão e distribuição de energia.

3.4. A Atuação do BNDES nos Efeitos do Racionamento de 2001

O terceiro período de atuação do BNDES é a fase pós-racionamento de energia, a partir de 2001.

Os problemas de investimento em expansão e confiabilidade do sistema não foram sanados com a privatização das empresas elétricas. Relatórios informativos de organizações governamentais, como o Informe de Infraestrutura do BNDES, apontam que em 1998 já era possível prever um balanço de oferta e demanda de energia desequilibrado, com pico de consumo em 1997, que ordenaria investimentos urgentes no setor. No entanto, tais investimentos não foram realizados e culminaram no racionamento de energia (BNDES, 2000).

Com esse evento, as distribuidoras de energia tiveram de arcar com despesas extraordinárias fora de sua competência, o que resultou em restrições de indicadores financeiros e na necessidade de empréstimos emergenciais concedidos pelo BNDES.

Como foi observado, as reformas da década de 1990 e a inserção da iniciativa privada não foram capazes de responder às necessidades de investimento em expansão do setor elétrico, acentuado pelo aumento de demanda propiciado pela estabilidade resultante do Plano Real.

De acordo com Pinto Jr. et al. (2007), o processo de reestruturação da organização industrial depende de quatro passos: definição de uma nova estrutura de mercado, estabelecimento de fundamentos regulatórios, instituição e operacionalização de órgãos regulamentares e reformas patrimoniais (privatização).

No Brasil, a sequência do processo de reestruturação setorial seguiu uma ordenação diferente. O processo de privatização foi iniciado em 1995 e atingiu seu auge em 1997 e 1998, mas a fundação de instituições foi realizada somente em 2000 e a estrutura regulatória foi estabelecida em 2004 (ESPOSITO, 2012).

Essa reestruturação não coordenada direcionou a utilização de recursos disponíveis para a aquisição dos ativos privatizados, uma vez que apresentavam menor risco em relação a investimentos em novos projetos. Assim, a falta de investimentos das estatais não foi suprida pela iniciativa privada.

Como foi abordado anteriormente, em novembro de 1999, os principais reservatórios do eixo Sudeste-Centro-Oeste já estavam com capacidade abaixo da média, e a insuficiência de capacidade das linhas de transmissão Sul/Sudeste limitava o fornecimento de energia hídrica e térmica das usinas do eixo Sul/Sudeste.

Esse cenário resultou na instituição do Plano de Racionalização de Energia, em abril de 2001, que visava conter uma situação emergencial de queda nos níveis de reservatório e, portanto, de capacidade de geração de energia elétrica efetiva inferior à demanda.

Para as distribuidoras, a medida de redução de consumo de energia acarretou uma perda de 20% do faturamento. Como a redução de consumo foi resultado de uma imposição do Governo e a Lei das Concessões garantia o direito ao equilíbrio econômico financeiro da concessão, algumas medidas foram tomadas para minimizar os efeitos do racionamento sobre as distribuidoras. A Recomposição de Tarifa Extraordinária (RTE) e a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA)²¹ foram instituídas como mecanismos de compensação pelas perdas financeiras ocasionadas pelo racionamento.

Além disso, o Acordo Geral do Setor Elétrico²² estabelecia, além da RTE, a redução da sobrecontratação de energia e a criação de programas de financiamento emergenciais do BNDES, que possibilitava a diluição dos efeitos do racionamento no tempo, evitando altas ainda maiores nas tarifas.

No caso das geradoras, o BNDES estruturou um apoio financeiro emergencial para cobrir a insuficiência de recursos para aquisição de energia no mercado de curto prazo e cumprir os compromissos contratuais com as distribuidoras.

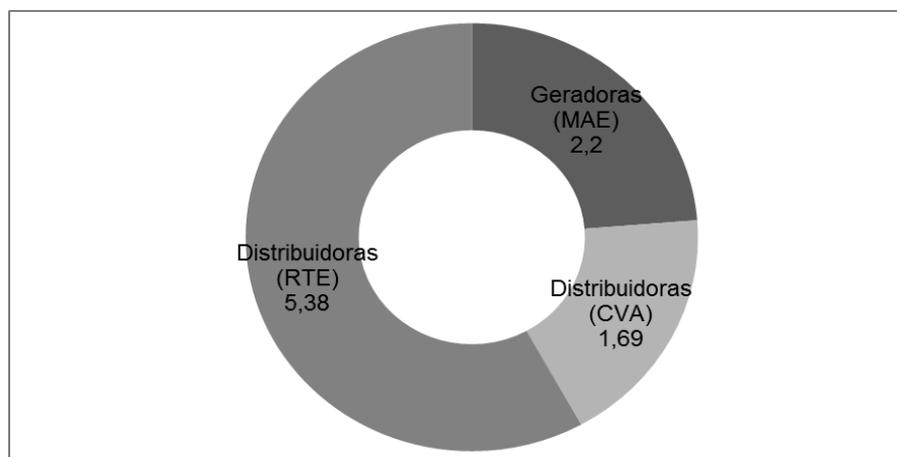


Figura 10: Programas Emergenciais do BNDES (R\$ bilhões)²³

Fonte: ESPOSITO, 2012.

²¹ No racionamento, o descasamento entre os ajustes anuais e as variações da parcela A (pela elevação brusca do preço de energia de curto prazo), poderia comprometer a liquidez das empresas, somado a desvalorização cambial poderia comprometer a liquidez das empresas. Assim foi criada também a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) para acumular os descasamentos de custos ainda não repassados às tarifas. Para diluir os efeitos de custo, o Programa Emergencial CVA antecipou recursos para as distribuidoras e compensou os descasamentos.

²² MP 14/01, convertida na Lei 10.438/02.

²³ Liberações de recursos totais até 30 de dezembro de 2004 para distribuidoras e até 30 de novembro de 2005 para geradoras. As datas diferem, pois os programas tiveram prazos distintos e foram realizados conforme a realização dos contratos de financiamento.

Como pode ser observado pelo gráfico acima, os programas emergenciais do BNDES posteriores ao racionamento empregaram mais de R\$ 9 bilhões em auxílio ao setor elétrico. Desse total de recursos, 58% foram destinados a Revisão Tarifária Extraordinária e o apoio emergencial às geradoras totalizou R\$ 2,2 bilhões.

O apoio financeiro do BNDES foi fundamental para: (i) preservar a solvência das empresas do setor e, conseqüentemente, sua capacidade de investimentos; e (ii) conter a elevação tarifária extraordinária (ESPOSITO, 2012, p – 215).

A partir de 2004, a situação financeira das distribuidoras melhorou e o BNDES intensificou seu apoio aos programas de expansão da capacidade de distribuição.

3.5. O BNDES como Agente Financiador da Expansão de Capacidade

O quarto período de atuação do BNDES corresponde ao período posterior a 2004, com a implantação no Novo Modelo Regulatório do Setor Elétrico²⁴ e com a necessidade de altos investimentos na expansão de capacidade de geração e na interconexão através de linhas de transmissão.

Deve-se notar que a demanda por financiamento do setor elétrico se acentua nesse contexto, uma vez que as usinas hidrelétricas se caracterizam pelo elevado custo de investimento e custo variável de operação reduzido, e as usinas termoelétricas têm um custo de implantação mais baixo que as primeiras, mas custo de operação mais alto.

Além disso, os novos empreendimentos estão cada vez mais distantes dos centros consumidores, o que exige investimentos em linhas de transmissão para interconectar as usinas geradoras e os centros de distribuição, a fim de garantir a segurança de abastecimento e a otimização do despacho de energia.

Assim, o BNDES amplia sua atuação no setor a fim de atender essa demanda crescente por capital, com financiamento de novos projetos de geração de energia. A figura 11 apresenta a totalidade de projetos hidrelétricos aprovados pelo BNDES no período de 2004 a 2011.

Como pode ser observado na figura abaixo, os projetos privados corresponderam a 52% do número total aprovado, enquanto os estatais representaram 17%. No entanto, a análise da

²⁴ Lei 10.847 e Decreto 5.163.

magnitude dos projetos, ou seja, a capacidade instalada que cada projeto representa, aponta que 75% das aprovações eram de propriedade público-privada.

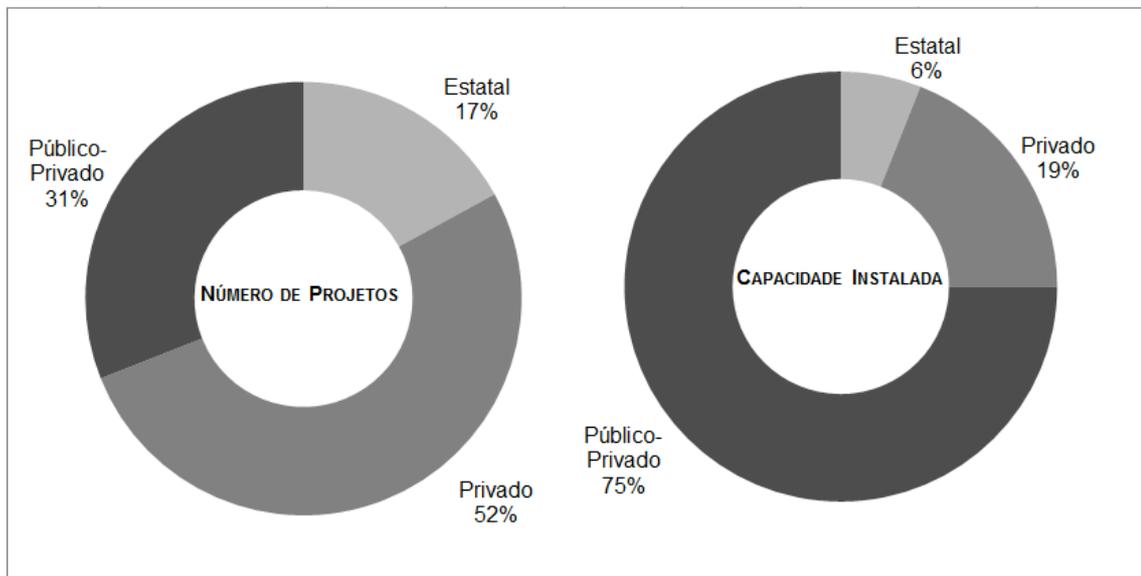


Figura 11: Projetos Hidrelétricos Aprovados no BNDES (2004-2011)²⁵

Fonte: ESPOSITO, 2012.

Nessa fase, o BNDES se consolida no papel de agente financiador da expansão de energia, com o modelo de empréstimos em que o próprio fluxo de caixa e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do empréstimo – o *Project Finance*, enquanto a Eletrobras retoma seu papel de investidora setorial em parceria com empresas privadas.

²⁵ Até 31 de dezembro de 2011.

4. O MODELO DE PROJECT FINANCE VOLTADO À INFRAESTRUTURA ELÉTRICA

A expansão da matriz de energia elétrica é essencial para suportar o crescimento econômico e, recentemente, o desenvolvimento social do país, como foi discutido anteriormente nos capítulos iniciais. Neste contexto, foi também verificado que o financiamento da expansão da capacidade no Brasil é proporcionado, em sua maior parte, pela atuação do BNDES no setor de energia elétrica, baseada no modelo de *Project Finance*.

Dessa forma, torna-se necessário o entendimento das principais características desse mecanismo financeiro, bem como de sua aplicação no setor elétrico brasileiro. Ademais, destaca-se a questão ambiental na regulação brasileira e na concessão de financiamentos, visto a importância de hidrelétricas para a matriz energética brasileira e a preocupação ambiental que permeia as discussões sobre expansão de capacidade de energia.

Assim, este capítulo aborda os instrumentos de financiamento, inicialmente, com: (i) o detalhamento do conceito de *Project Finance* – principal ferramenta de concessão de crédito pelo BNDES; (ii) a forma como o *Project Finance* se estabeleceu no setor elétrico; e (iii) a preocupação ambiental e a maneira pela qual ela foi inserida no contexto de financiamento e da atuação do Estado como regulador de bens públicos.

4.1. Project Finance

O *Project Finance* surgiu no início da década de 70 no Reino Unido, em virtude da expansão de exploração de petróleo e gás. Em razão da necessidade de altos investimentos e do risco representado pela prospecção de petróleo e gás, os participantes dos empreendimentos buscaram alternativas para dividir os riscos do negócio (BONOMI; MALVESSI, 2008).

No Brasil, segundo esses autores, o *Project Finance* surgiu como uma forma de financiamento nos anos 90, em decorrência do processo de privatização. Os altos investimentos necessários após a privatização implicaram na busca por formas de financiamento que permitissem a mitigação de parte do risco do negócio pelas empresas vencedoras das licitações. Assim, o *Project Finance* apresentou-se como um instrumento em que os credores compartilhariam o risco do negócio com os devedores (BONOMI; MALVESSI, 2008).

Com base no estudo do BNDES “O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de *Project Finance*” (2009), o *Project Finance* é caracterizado como um mecanismo de financiamento que se fundamenta na firmação de contratos privados de longo prazo, no qual as unidades produtivas são legalmente independentes dos investidores. Essa alternativa difere do financiamento corporativo, uma vez que os concedentes do empréstimo assumem a garantia o fluxo de caixa esperado e os ativos do projeto como fontes primárias de pagamento. Outro fator favorável aos investidores é a não há obrigatoriedade de autossuficiência do projeto desde seu início (SIFFERT et al, 2009).

Essa divisão de riscos tornou-se importante para as empresas privadas, pois, com a contratação de financiamentos por meio da estrutura de *Project Finance*, seus balanços patrimoniais não seriam onerados por esse endividamento, e cada participante teria a oportunidade de escolher a parcela do risco do empreendimento que lhe fosse mais interessante (BONOMI; MALVESSI, 2008).

Para isso, os investidores têm a necessidade de constituir uma sociedade de propósito específico – SPE, a fim de garantir a independência de implantação do projeto, e os financiadores devem realizar a identificação dos riscos do projeto para tentar mitigá-los, com a consideração dos seguintes aspectos (SIFFERT et al, 2009):

- Risco de Suprimento: associado, por exemplo, à fonte de energia (pode ser mitigado pelo MRE ou por contratos com os fornecedores);
- Risco de Mercado: diferenças entre as estimativas e o efetivamente realizado, crédito, dentre outros (*covenants* – obrigações do contrato de financiamento - podem limitar o risco assumido);
- Risco Operacional;
- Risco de Implantação;
- Riscos de Construção;
- Risco de Caso Fortuito, Força Maior e Ambiental;
- Riscos Financeiros: desvalorizações cambiais e descasamento entre Taxa de Juros de longo prazo – TJLP – e inflação (podem ser amenizados com contratos indexados);
- Risco Legal: terceiros ou macroeconômicos;
- Risco de Participantes: coordenação entre os agentes.

Além disso, vale observar que existem instrumentos de financiamento de investimentos públicos semelhantes a um *Project Finance*, como a Parceria Público-Privada (PPP), que surge como uma solução para as grandes necessidades de capital nos investimento em infraestrutura. No entanto, no caso da Parceria Público-Privada, a garantia de receita dos empreendimentos entregues à iniciativa privada é assegurada pelo Estado, ou seja, os recursos públicos substituem o fluxo de caixa do projeto, com o objetivo de aumentar a atratividade desses projetos para investidores privados.

A viabilidade econômico-financeira do empreendimento depende de um fluxo de receitas total ou parcialmente provenientes do setor público, cujos pagamentos serão feitos exclusivamente em função do atendimento de indicadores acordados e contratados entre as partes. (...) O Estado transfere uma atividade própria ou não (não necessariamente através da concessão) com retorno insuficiente ou desconhecido, garantindo ao setor privado a atratividade do empreendimento através de recursos públicos (MALVESSI; BONOMI, 2008, p. 76-77).

As Parcerias Público-Privadas também tiveram origem na Inglaterra, uma vez que era necessário incentivar investimentos sem comprometer recursos públicos escassos. Esse instrumento pode ser considerado como um estágio intermediário entre a concessão de serviços públicos e a privatização. Assim, a PPP é justificada pela impossibilidade de o Estado realizar diretamente esses investimentos, em razão das obrigações de cobertura do seu endividamento (BONOMI; MALVESSI, 2008).

No Brasil, a PPP foi definida pela Lei n. 11.079/04, a qual aborda projetos com retorno econômico em infraestrutura. Nesse aspecto foi determinado que as Parcerias Público-Privadas deveriam ocorrer no âmbito das concessões, por meio de sociedades privadas de propósito específico, como concessionárias de serviços públicos com a possibilidade de acessar os mercados financeiros e de capitais.

Por outro lado, o *Project Finance* é uma forma de engenharia financeira, destinado a projetos com fluxo de caixa previsível ou pré-determinado, baseado nos ativos do próprio projeto, no qual os envolvidos são responsáveis pela identificação e mitigação dos riscos. A PPP é fundamentada pelo interesse público, ou seja, pode não haver fluxo de caixa atrativo ou este ser pouco previsível, e os parceiros privados devem assumir total responsabilidade pela implantação e operação do projeto.

Além disso, como ressaltam Bonomi e Malvessi (2008), o *Project Finance* é adequado para empreendimentos que apresentem bons resultados econômicos pelos métodos de Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e pela capacidade de criação de valor ao acionista.

A figura abaixo explicita as etapas de um *Project Finance* no Brasil. O processo se inicia com a habilitação dos consórcios para a licitação dos empreendimentos. Após a análise das propostas, é constituída a SPE e começam as negociações do financiamento. Então, iniciam-se as obras ou a operação do objeto da concessão e, com os fluxos de caixa provenientes da entrada em operação desse ativo, a dívida é amortizada e os retornos são alcançados.

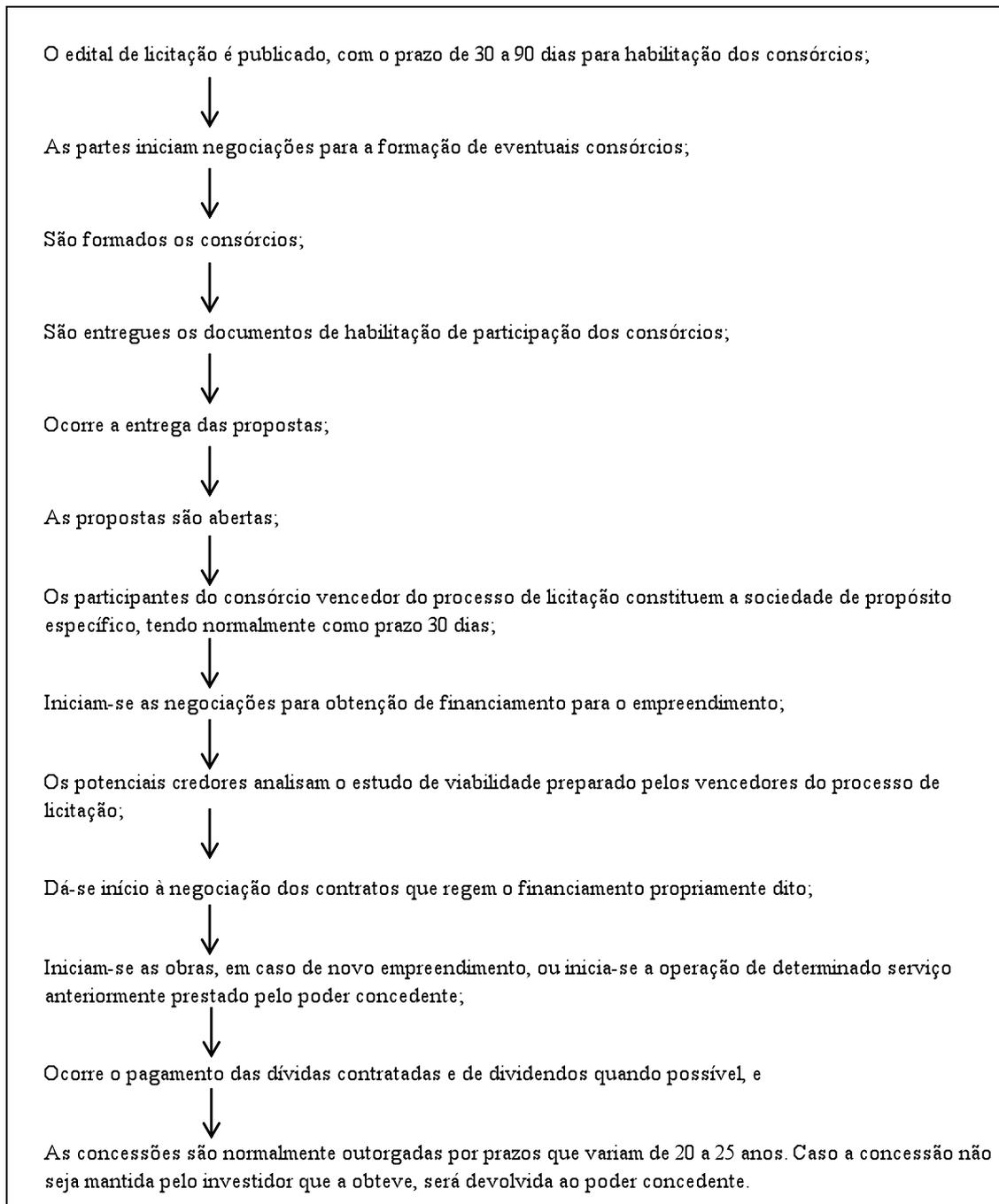


Figura 12: Etapas e prazos de um Project Finance no Brasil

Fonte: VALENTE, 2012.

Dessa forma, pode-se observar que as características do *Project Finance* convergiram com o modelo de novas concessões, e colocou esse instrumento como a principal forma de financiamento de infraestrutura no Brasil.

4.1.1. Project Finance no Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro apresenta características importantes para a implementação do *Project Finance*, como baixa variabilidade de demanda, margens elevadas e previsibilidade de fluxo de caixa. Com isso, a utilização desse instrumento se iniciou no segmento de transmissão de energia, em razão do baixo risco de crédito dessa atividade e, posteriormente, passou a atender também os projetos de geração e distribuição de energia (SIFFERT *et al.*, 2009).

Como pode ser observado pela figura abaixo, a estrutura legal de um *Project Finance* para o setor elétrico no Brasil envolve o direcionamento de garantias e responsabilidades para a SPE, tanto pelo lado dos reguladores (Aneel e poder concedente) e envolvidos na construção e operação (construtores, fornecedores, operadores e seguradoras), quanto pelos acionistas e agentes financeiros (credores e debenturistas).

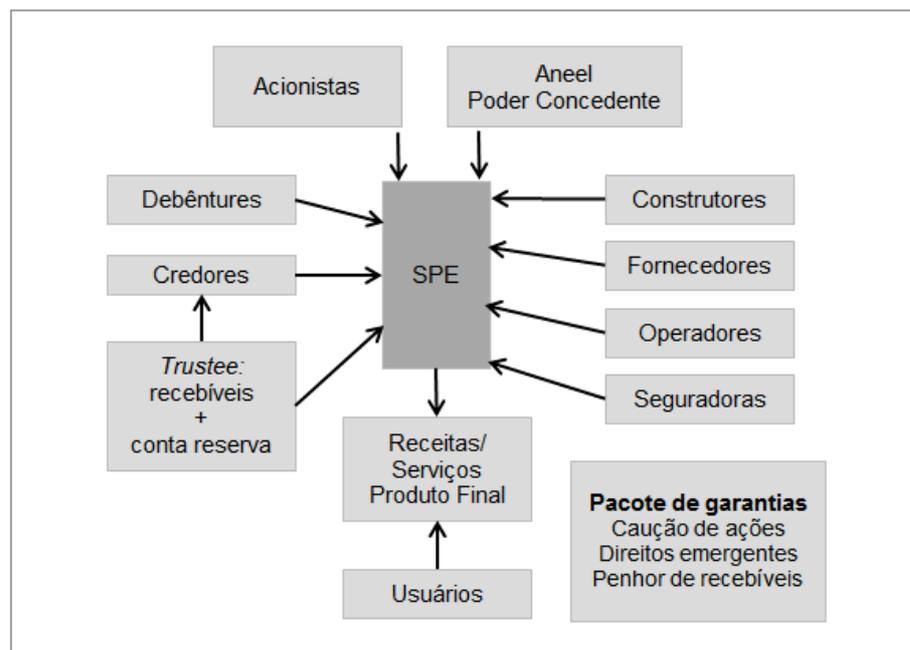


Figura 13: Estrutura Legal do Project Finance Para o Setor Elétrico

Fonte: VALENTE, 2012.

Dessa forma, as restrições de capital e garantias são amenizadas com a utilização do *Project Finance* na estruturação dos projetos. Nesse sentido a atuação do BNDES no setor de energia busca garantir as condições necessárias para o crescimento econômico sustentado do país e viabilizar meios financeiros para a expansão da oferta de forma adequada (SIFERT et al, 2009).

4.2. Inclusão dos Aspectos Ambientais na Infraestrutura de Energia Elétrica

A inclusão dos aspectos ambientais como uma variável de decisão no Planejamento Energético é fundamental para impedir danos irreversíveis ao meio ambiente. Com isso, adotam-se medidas preventivas na análise de viabilidade de empreendimentos, incorporando-se os custos relativos aos impactos na avaliação dos investimentos do projeto e na obtenção de licenças para construí-los. Tais medidas também são levadas em consideração para a obtenção de empréstimos junto a órgãos financiadores internacionais e nacionais (TOLMASQUIM, 2011).

Assim, analisa-se como a preocupação socioambiental integra a viabilidade econômico-financeira de um projeto hídrico. Tal abordagem é feita tanto pelo aspecto de exigência de licenciamento ambiental para aprovação, como também pela implementação do empreendimento e pela determinação de requisitos para obtenção de financiamento.

4.2.1. Impacto Ambiental

O impacto ambiental pode ser definido como qualquer modificação das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer tipo de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente afetam: (i) a saúde, segurança e o bem-estar da população; (ii) as atividades sociais e econômicas; (iii) o ecossistema; (iv) as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e (v) a qualidade dos recursos ambientais (CONAMA, 1986).

De acordo com Tolmasquim et al. (2001), a avaliação dos impactos no meio ambiente torna-se necessária na determinação dos projetos de expansão da matriz energética. Para isso, analisam-se os diferentes impactos ambientais para cada fonte de energia.

Tabela 5: Resumo de Impactos Ambientais por Fonte de Energia

Fonte	Impactos Ambientais
Hidrelétricas	
Reservatório	Inundações de áreas para reservatório - equalizar as vazões de água que movem as turbinas. Interferência sobre fluxos do Rio e Migração de peixes. Realocação da população. Perda de patrimônio histórico, arqueológico e turístico.
Fio D'Água	Área de alagamento menor que as usinas com reservatório.
Termelétricas	Impactos no curso d'água pelo uso para resfriamento de turbinas. Espécies que não resistem a temperaturas mais altas.
Carvão	Emissão de gases de efeito estufa. Metano (nas minas).
Petróleo	Emissão de gases de efeito estufa. Metano (nas refinarias).
Gás Natural	Emissão de óxidos de nitrogênio. CO ₂ .
Nuclear	Rejeitos radioativos. Consumo de eletricidade e emissão de CO no enriquecimento do urânio.
Eólica	Ruídos. Poluição Estética. Morte de pássaros.
PCH	Interferências na fauna e flora locais.
Solar	Acúmulo de resíduos tóxicos, derivados de utilização de cobre e chumbo. Perda da biodiversidade.
Biomassa	Poluição atmosférica. Lançamento de efluentes líquidos.

Fonte: Elaboração própria com base em Goldemberg e Lucon (2008).

Com base na tabela acima, é possível observar os principais danos no meio ambiente causados pela geração de energia. Nota-se que as usinas termoelétricas são as principais responsáveis por emissões de gases de efeito estufa. Nos empreendimentos que utilizam como insumo o petróleo, o carvão e o gás natural os gases de efeito estufa são emitidos tanto na queima de combustível, quanto nos processos de extração e refino. No caso das usinas nucleares, observa-se a emissão de monóxido de carbono durante o enriquecimento do urânio, mas o problema ambiental mais relevante é a questão do equacionamento dos rejeitos radioativos.

Por outro lado, as fontes renováveis são responsáveis por modificações socioambientais menos agressivas. Vale destacar os impactos das fontes eólica e hidrelétrica por sua representatividade na expansão do sistema.

Os impactos ambientais de empreendimentos hidrelétricos se estendem desde seus limites superiores até o estuário a jusante, costa e localizações externas ao projeto e dependem, em grande parte, da magnitude do projeto e do tamanho do reservatório em questão. Essas variáveis podem levar a mudanças nos padrões de precipitação, remoção de florestas,

sedimentação de rios e decomposição de matéria orgânica submersa. Os impactos diretos estão associados com alagamento para formação de reservatório e os efeitos diretos estão relacionados a impactos no solo, vegetação, pesca, clima e população (RAZAVI, 1996). As emissões de gases de efeito estufa estão relacionadas com a decomposição aeróbica e anaeróbica de biomassa submersa na área de reservatório, com a matéria orgânica formada e depositada em razão da variação do fluxo do rio e com as reações químicas de matérias inorgânicas (ALVES; UTURBEY, 2010).

No caso das usinas eólicas, nota-se que estas podem ser consideradas como uma alternativa às outras fontes, uma vez que seu impacto se restringe notadamente a ruídos, poluição estética e interferência na migração dos pássaros. No entanto, a geração eólica depende da sazonalidade dos ventos, ou seja, é caracterizada por geração intermitente de energia. Dessa forma, a capacidade eólica deve ser respaldada pelo respectivo incremento de fontes de geração constantes, como termelétricas ou hídricas com reservatório, as quais apresentam danos mais agressivos ao meio ambiente.

Dessa forma, com base na matriz de energia elétrica mundial e nos impactos ambientais analisados, pode-se notar pela figura abaixo como as fontes de energia adotadas pelas regiões e as emissões de gases de efeito estufa estão relacionadas.

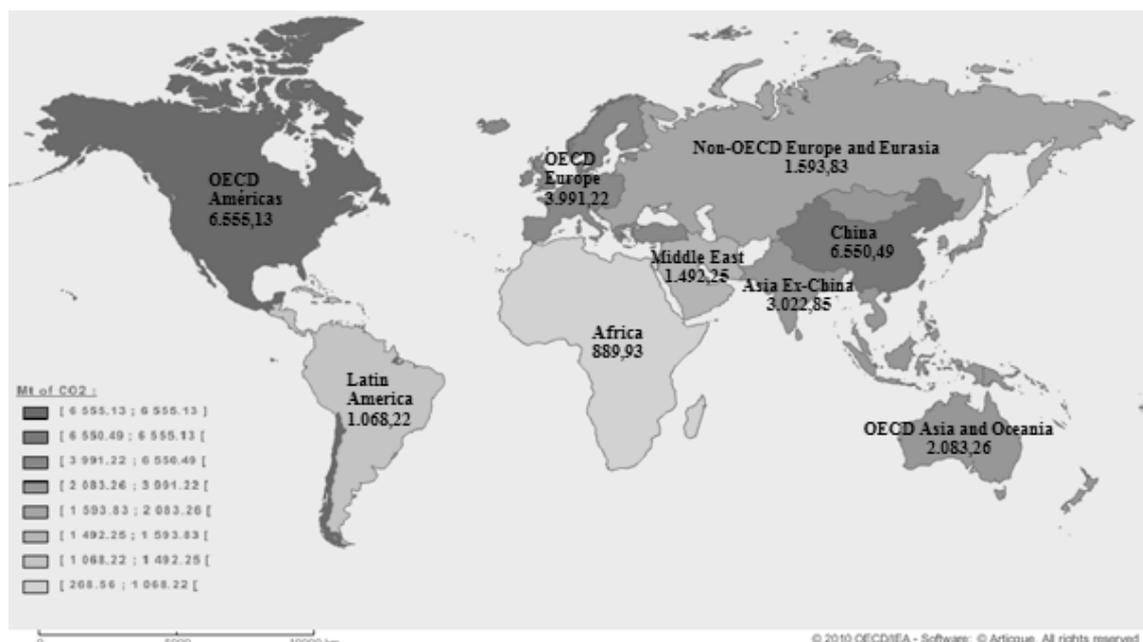


Figura 14: Mapa de Emissão de CO₂ (Mt)

Fonte: EIA, 2012.

A figura acima evidencia os blocos regionais com maior ou menor emissão de carbono. As regiões mais escuras correspondem a regiões com emissões mais agressivas, enquanto as mais claras, locais menos poluidores. É possível observar a relevância das emissões dos países da OCDE das Américas e da Europa, bem como da China, que emite 6.550,5 Mt de CO₂ sozinha. Por outro lado, os blocos da América Latina e África, predominantemente compostos por países em desenvolvimento, são os menos poluentes.

A tabela abaixo foi elaborada com base nos dados do relatório do EIA *Key Energy Statistics 2012*. Essas informações possibilitam relacionar as emissões de CO₂ com o Produto Interno Bruto e com a população de uma determinada região.

Tabela 6: Dados Selecionados de Emissões de CO₂ em Relação ao PIB e à População

	População (mn)	PIB (2005 USD bilhões)	Emissões de CO ₂ (Mt)	Emissões per capita (t CO ₂ per capita)	Emissões/PIB (t CO ₂ / 1.000 USD)
Mundo	6.825	50.942	30.326	4,44	0,60
OCDE	1.232	37.494	12.440	10,10	0,33
China	1.345	4.053	7.311	5,44	1,80
EUA	310	13.017	5.369	17,31	0,41
Brasil	195	1.093	388	1,99	0,35
Rússia	142	905	1.581	11,16	1,75

Fonte: EIA, 2012.

A população mundial em 2010 alcançava cerca de 6,8 bilhões de pessoas, das quais 19,7% eram provenientes da China e apenas 2,9% eram brasileiros. Embora os países da OCDE respondessem por 18,1% da população, o PIB representava 73,6% do mundial, dos quais 25,6% eram oriundos dos Estados Unidos da América. É possível observar que Estados Unidos e China somados representaram 41,8% das emissões de CO₂, sendo os principais responsáveis pelas emissões desse gás. Os dados ainda permitem uma relação entre as emissões e a população, dos quais Estados Unidos e Rússia apresentam maior concentração, e entre emissões e PIB, que posiciona o Brasil com indicador abaixo da média mundial.

Portanto, de acordo com as características dos impactos ambientais e dos dados de emissão de CO₂ apresentados, percebe-se uma necessidade mundial de análise, regulação e prevenção de danos ao meio ambiente.

4.2.2. Licenciamento Ambiental

Alguns processos possuem risco intrínseco de impactos ambientais de tal magnitude que sua ocorrência é inaceitável. Com isso, aplica-se o princípio da responsabilidade objetiva, no qual não se pode escusar de um acidente, independentemente de suas causas, como no caso da geração termonuclear e riscos de explosões e vazamentos de substâncias radioativas. Dessa forma, tornam-se necessárias medidas de prevenção de danos socioambientais (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Desde meados da década de 1970, a conscientização ambiental é acompanhada das interações entre meio ambiente e desenvolvimento econômico. Num primeiro momento essa atenção se traduziu na elaboração de políticas de desenvolvimento, como um componente na análise de custo-benefício no orçamento. No entanto, posteriormente, padrões ambientais específicos foram adotados para minimizar os danos no meio ambiente, como a construção e a operação de usinas geração de energia, considerando impactos diretos, indiretos e legislação específica (RAZAVI, 1996).

No panorama internacional, acentuavam-se as preocupações com os danos ambientais provocados pelo crescimento populacional, da industrialização e pela intensificação do uso de energias fósseis, como foi relatado, em 1988, pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento das Nações Unidas. Em 1992, a repercussão do relatório do Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas²⁶, parte do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, levou à adoção da Convenção do Clima²⁷, a fim de determinar como estabilizar as concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa em níveis considerados seguros e em prazos compatíveis com a recuperação e adaptação natural dos ecossistemas. Para isso, foram definidas responsabilidades comuns, mas diferenciadas: os países industrializados, os quais contribuíram mais para o impacto e, portanto, deveriam assumir compromissos mais rígidos de redução de emissões de gases efeito estufa, enquanto os países em desenvolvimento dispunham de prazo maior e exigências menores. Em 1997, os países adotaram o Protocolo de Quioto, pelo qual se comprometeram com metas individuais de redução das emissões no período de 2008-2012 (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

²⁶ IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

²⁷ UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

Em 2001, os EUA se retiraram das negociações de cooperação internacional, com a alegação de perda de competitividade econômica, seguido da Rússia em 2003. Em 2005, a Rússia retornou às negociações e possibilitou a viabilização da entrada em vigor do Protocolo de Quioto (LEITE, 2007).

Nos EUA, especificamente, a preocupação com o impacto ambiental em qualquer projeto industrial começou com a assinatura do *National Environmental Policy Act* (NEPA) pelo presidente Nixon na década de 1970 (RAZAVI, 1996). No Brasil, a primeira avaliação ambiental é datada de 1972, a partir da necessidade de financiamento do Banco Mundial (MOREIRA, 1989).

A evidência de um regulamento ambiental no Brasil é representada pela regulamentação do Sistema de Licenciamento de Atividades Poluidoras em 1977, atribuindo a Comissão Estadual de Controle Ambiental o objetivo de disciplinar a implementação e funcionamento de qualquer atividade poluidora no estado do Rio de Janeiro (MOREIRA, 1989).

O marco regulatório de proteção ambiental é assinalado pela promulgação da Lei n. 6.938 de 31 de agosto de 1981, que institui a Política Nacional do Meio Ambiente – PNMA. Dentre os instrumentos de gestão e ação preventiva a lei instituiu a avaliação de impactos ambientais e o licenciamento de atividades potencialmente poluidoras. Essa lei é regulamentada pelo Decreto 88.351 de 01 de junho de 1983, que outorga ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) a competência para fixar os critérios de exigibilidade de estudos de impacto ambiental e licenciamento de empreendimentos (FACURI, 2004).

Assim, a Avaliação de Impacto Ambiental²⁸ (AIA) surge como instrumento de gestão e como intenção de incorporar aspectos técnico-científicos e políticos, além da busca do envolvimento da sociedade nas questões socioambientais. Aliado ao licenciamento ambiental, esses dois instrumentos tinham por objetivo promover o uso racional e impedir a exploração predatória dos recursos ambientais.

De acordo com Goldemberg e Lucon (2008), pode-se basear no princípio do poluidor-pagador para a responsabilização dos impactos ambientais, pelo qual aquele que dá causa à poluição deve arcar com seus custos, ou seja, é dever do poluidor arcar com os custos de medidas de prevenção e/ou combate à poluição, conforme o decidido e estabelecido pelos poderes públicos.

²⁸ Estabelecido pela Resolução n. 001/86 do CONAMA. Estabelece que o licenciamento depende da apresentação de Estudo e Relatório de Impacto ambiental – EIA/RIMA.

Contudo, até 1985, não existia uma abordagem ampla sobre impacto ambiental. A avaliação era limitada a teses acadêmicas e estudos para suportar empréstimos externos, mas os resultados foram pouco eficazes, uma vez que as conclusões não foram utilizadas como base para decisões de investimento e implantação de projetos (MOREIRA, 1989).

Nesse sentido, a Resolução do CONAMA n.006²⁹, determina as regras gerais para o licenciamento de atividades ambientais com impactos significativos, aplicados nas obras de geração de energia elétrica.

Com a redemocratização e a adoção da Constituição Federal de 1988, ficou estabelecido pelo artigo 225 que todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e foi atribuído à sociedade, mais especificamente, às comunidades locais, respaldadas pelas ações do Ministério Público, o dever de defendê-lo e preservá-lo para as gerações presente e futuras.

A Lei n. 7.804/89 atribuiu ao IBAMA à função de homologar o licenciamento de atividades localizadas ou desenvolvidas no âmbito nacional, em limites territoriais do país e de um ou mais estados, além das atividades nucleares.

Dado a importância da questão ambiental, outras regulamentações foram estabelecidas posteriormente, o que evidencia a necessidade da inclusão da avaliação dos impactos ambientais nos custos dos grandes empreendimentos, como a geração hidrelétrica.

A utilização de medidas monetárias busca responder a questão de quanto às pessoas estão dispostas a pagar para aprimorar o meio ambiente. Além disso, esse processo permite a comparação com outros benefícios monetários de fontes de energia alternativas. Assim uma possível análise de custo-benefício racionaliza o processo de decisão com base em vantagens e desvantagens de uma ação, considerando aspectos de irreversibilidade, incerteza e unicidade (PEARCE, 1991).

Segundo Tolmasquim *et al.* (2001), no Brasil, as decisões de planejamento são tomadas com base na relação custo-benefício, enquanto as ambientais são incluídas apenas na consideração de um projeto específico. Para o autor, uma forma de evitar o risco de que o critério econômico no planejamento energético de longo prazo tenha mais importância que o ambiental é a adoção de técnicas de avaliação econômica dos custos ambientais no orçamento do projeto.

²⁹ CONAMA. Resolução nº 6, de 1987.

Os custos que contemplam as variáveis socioambientais podem ser categorizados como: (i) custos de controle, para evitar a ocorrência de impactos sociais e ambientais de um projeto; (ii) custos de mitigação, a fim de reduzir as consequências socioambientais; (iii) custo de compensação, que ressarce os impactos ambientais em situações onde a reparação não é possível; (iv) custos de monitoramento; e (v) custos institucionais, para a elaboração de estudos nos estágios de planejamento, implementação e operação e também requeridos pelas agências na obtenção de licenças. Assim, a consideração das questões sociais e ambientais no projeto se alia ao licenciamento ambiental como um instrumento de prevenção na concepção de um projeto.

A Figura 15 esquematiza os procedimentos para obtenção do licenciamento para projetos hidrelétricos. A partir da realização do inventário de potencial hídrico, inicia-se um estudo de viabilidade de projetos, que devem incluir a apresentação do Estudo e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA). Se os documentos apresentados estiverem em conformidade com a legislação vigente a Licença Prévia é concedida, aprovando a localização e viabilidade do projeto, bem como os requisitos e condicionantes para a fase de implementação.

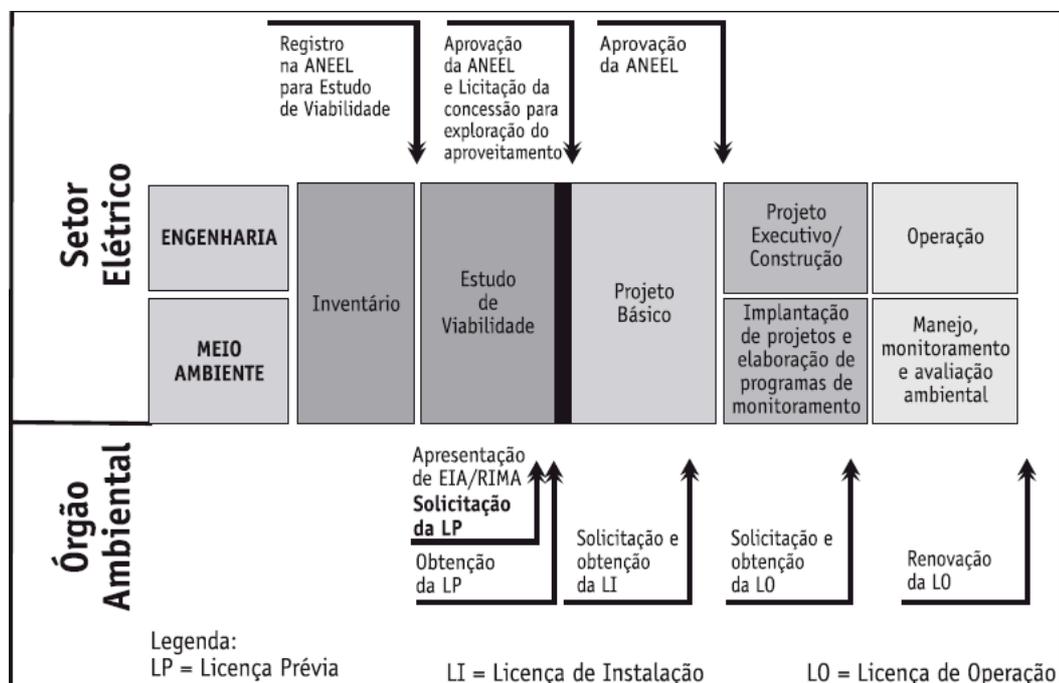


Figura 15: Etapas do Licenciamento Ambiental ao Longo do Projeto de Engenharia

Fonte: Banco Mundial, 2008.

Após a elaboração do projeto base, a licença de instalação é solicitada para autorizar a instalação do empreendimento de acordo com as especificações do plano e adicionar as medidas de controle ambiental. Assim, inicia-se a execução do projeto e a implementação dos programas de monitoramento, com o objetivo de cumprir as exigências das licenças anteriores e obter a Licença de Operação do empreendimento. Vale observar que as licenças obtidas tem prazo de validade, e devem ser renovadas conforme sua expiração (CONAMA, 1997).

Uma das consequências do processo de licenciamento apontada pelo Banco Mundial (2008) é que, ao mesmo tempo em que esse é o principal instrumento de gestão ambiental garantidor da qualidade do meio ambiente no país, pode também ser interpretado como um entrave ao desenvolvimento das atividades econômicas, na medida em que o grande volume de projetos e a lentidão para análise e obtenção das licenças se traduzem num atraso à implementação do projeto. O atraso na outorga de licenças ambientais e os riscos subsequentes para a construção e operação de usinas hidrelétricas são pontos de preocupação entre investidores. Para mudar essa percepção, seria necessária uma revisão dos processos de modo adequá-lo às transformações ocorridas no setor elétrico desde o estabelecimento dessas regras.

Uma das limitações do marco regulatório ambiental é a não alteração das regras frente a mudanças estruturais e legais do setor elétrico na última década. As normas reguladoras não modificam a característica trifásica e desarticulada do licenciamento, e a ausência de atualização suscitam conflitos de natureza política e social, que aumentam a complexidade da implementação de empreendimentos de infraestrutura.

Além disso, a Constituição de 1988 atribui competência comum a União, Estados e Municípios para proteger o meio ambiente, a qual é regulamentada pela Resolução do CONAMA n. 237/97. Entretanto, o que se observa é que, mesmo nos casos nos quais a competência de licenciamento ambiental não esteja no âmbito federal, a atuação do Ministério Público, baseada nas possíveis alterações de interesse nacional, redireciona a responsabilidade para o órgão federal, IBAMA. Assim, assiste-se à federalização do processo de licenciamento ambiental e a respectiva concentração no volume de aprovação dos projetos.

De acordo com Tolmasquim et al. (2001), o grande volume de projetos torna difícil a avaliação econômica dos impactos ambientais. Para isso, propõe-se a elaboração de tipologia de projetos possíveis (por exemplo, quanto à localização, área alagada, densidade populacional e biodiversidade), que deve limitar as opções do universo de análise.

Além disso, introduziu-se a exigência de licenciamento prévio como condição para outorga de concessão de novas hidrelétricas, de forma que as incertezas advindas de prazo e estudos necessários para licenciamento foram reduzidas. Isso evitou que empreendimentos já concedidos não fossem implementados em razão do atraso na obtenção da licença, e consequente atraso na construção de plantas, fator que altera o retorno e afeta a capacidade de financiamento do projeto.

De acordo com o relatório do Banco Mundial, existem outras medidas passíveis de serem adotadas, como: (i) limitar o estudo ambiental a apenas um nível governamental; (ii) assegurar a disponibilidade de informações; (iii) concessão de empréstimos específicos para assistência técnica e realização de estudos para licenciamento ambiental, dentre outros.

Outro obstáculo é a responsabilização individual dos funcionários envolvidos nos processos de licenciamento, à medida que os mesmos podem sofrer eventuais penalidades com base nas Leis de Crimes Ambientais³⁰ e Improbidade Administrativa³¹.

Dessa forma, pode-se inferir que a preocupação com os impactos ambientais e a regulação de instrumentos de prevenção são essenciais para o planejamento de longo prazo da matriz energética brasileira e para a análise econômico-financeira de projetos hídricos. Entretanto, a atualização dos processos de licenciamento torna-se fundamental para acelerar a aprovação e desenvolvimento de projetos, com menor impacto na rentabilidade esperada.

4.2.3. Questão Ambiental no Financiamento de Empreendimentos

O financiamento dos empreendimentos de infraestrutura usualmente é determinante na rentabilidade do projeto, dado o grande volume de recursos envolvidos. Assim, os requisitos para obtenção de empréstimos tornam-se condicionantes para a viabilidade do projeto.

A preocupação ambiental, como observado, é um fator relevante na adoção de políticas pelos órgãos internacionais. Assim, os financiadores exigem análises ambientais para todos os projetos de energia, as quais devem ser fornecidas para assegurar que os riscos ambientais foram identificados e que um plano para mitigação e acompanhamento foi elaborado.

³⁰ Lei Federal n. 9.605/98.

³¹ Lei Federal n. 8.429/92.

Para isso, deve-se realizar um estudo com a previsão de cenário de recursos e meio ambiente futuros resultantes do desenvolvimento do projeto, contemplando a medição de parâmetros de qualidade antes do início do projeto, impactos significativos na construção e operação do empreendimento e a quantificação dos impactos ambientais (RAZAVI, 1996).

Nesse sentido, foram criados os Princípios do Equador, em 2006, que tem por objetivo garantir que os projetos financiados pelas Instituições Financeiras dos Princípios do Equador³² sejam desenvolvidos de forma socialmente responsável e refletindo práticas de gestão ambiental. Com isso, os impactos negativos nos ecossistemas e comunidades afetados pelo projeto serão evitados ou, caso não seja possível, serão reduzidos ou compensados (EQUATOR PRINCIPLES, 2006).

Frequentemente empreendedores defendem o ponto de vista da incerteza científica e da inevitabilidade do impacto ambiental diante do “necessário desenvolvimento” como uma forma de se eximir das responsabilizações (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Esses parâmetros internacionais de desenvolvimento sustentável e mitigação de risco socioambiental representam condicionantes para financiamento de novos projetos com custos acima de USD 10 milhões e impactos ambientais relevantes, e atribuem aos signatários o assessoramento na compreensão e aplicabilidade dos princípios. Assim, os projetos financiados são comprometidos, de acordo com sua categoria, a analisar os impactos socioambientais, incorporar os princípios, elaborar planos e medidas de redução de danos, divulgar o estudo e elaborar relatórios periódicos de acompanhamento (EQUATOR PRINCIPLES, 2006).

No Brasil, quatro grandes bancos são signatários dos Princípios do Equador: Bradesco, Caixa, Banco do Brasil e Itaú. Com isso, todos os empréstimos que se qualifiquem de acordo com os princípios devem adotar os procedimentos recomendados.

Como observado, o principal agente financiador da expansão de energia elétrica no Brasil é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O Banco adota como modelo de empréstimos o *Project Finance*, em que o próprio fluxo de caixa e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do empréstimo.

Embora o BNDES não seja signatário dos Princípios do Equador, a utilização do *Project Finance* como mecanismo de financiamento pode ser associado às questões ambientais de

³² Equator Principles Financial Institutions (EPFIs).

execução de projetos hídricos à medida que as obtenções das licenças ambientais são determinantes na concretização dos fluxos de caixa esperados. Com base nos documentos exigidos para a aprovação de financiamentos, pode-se observar que um dos requisitos é a obtenção das licenças necessárias à implementação do projeto.

Dessa forma, percebe-se que, pelo aspecto de captação de recursos para viabilidade do projeto, os aspectos socioambientais estão cada vez mais presentes nas exigências dos financiadores.

Com isso, é possível notar que os conceitos que fundamentam a utilização do *Project Finance* nas concessões de financiamento do BNDES são adequados ao setor elétrico brasileiro e sua interação com as questões ambientais contribui para a evolução da matriz de energia elétrica brasileira de forma sustentável.

5. ANÁLISE DE FINANCIAMENTOS RECENTES E PERSPECTIVAS

Os investimentos em infraestrutura são determinantes para o crescimento do Brasil. De acordo com Pêgo Filho, Cândido Junior e Pereira (1999), a incapacidade financeira do Estado, aliada às mudanças nas prioridades do governo, acentuaram a tendência de queda dos investimentos em infraestrutura na primeira metade dos anos 90, o que acarretou na busca pelo aumento da participação da iniciativa privada por meio da privatização e da concessão de serviços públicos. Para isso, eram necessárias modificações na regulação, com o objetivo de permitir o aumento dos investimentos e o aprimoramento da qualidade dos serviços, a partir da adoção de regras claras e permanentes.

Assim, o novo modelo do setor elétrico³³ tinha por objetivo atrair tanto o capital público, quanto o capital privado, e para isso contribuiu para criar um ambiente institucional favorável à implantação de novos projetos com a estrutura financeira baseada no *Project Finance*, conforme discutido anteriormente.

Dessa forma, esse capítulo realizará uma análise dos financiamentos recentes dos três maiores projetos hídricos leiloados após a implementação no Novo Modelo do setor elétrico, bem como indicar outros possíveis instrumentos de financiamento de empreendimentos hidrelétricos e suas perspectivas.

5.1. Financiamentos Recentes

As novas usinas de energia elétrica são licitadas através de leilões públicos, pelo critério de menor tarifa oferecida, com base nas diretrizes do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Com o objetivo de entender as estruturas dos financiamentos recentes, analisam-se as principais características do projeto de três grandes usinas hidrelétricas, licitadas entre 2007 e 2010, que configuram os maiores investimentos em hidrelétricas recentes: Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Posteriormente, realiza-se uma comparação entre usinas licitadas após a adoção do Novo Modelo do setor elétrico.

³³ Implementado pela Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentado pelo Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Como o *Project Finance* pressupõe a constituição de Sociedades de Propósito Específico para a obtenção de financiamento, nem todas as informações financeiras referentes ao empreendimento são divulgadas. Assim, utilizaram-se, além das informações das SPEs, as notícias de desembolso do BNDES como fonte mais atualizada de investimento.

Por esse motivo, também não foi possível verificar as taxas aplicadas a cada financiamento obtido. Dessa forma, apresenta-se a política do BNDES ao longo desses anos e discute-se o percentual financiado em cada caso.

A tabela abaixo apresenta as usinas hidrelétricas leiloadas entre os anos 2005 e 2011. É possível observar que os 19 empreendimentos licitados nesse período representam 22.847 MW de capacidade instalada e 11.535 MW médios de energia assegurada. Para isso, os investimentos necessários foram estimados em cerca de R\$ 52,5 bilhões, de acordo com os dados divulgados pela ANEEL.

Tabela 8: Usinas Hidrelétricas Leiloadas 2005-2011

Usina	Tipo	Leilão	Pot. (MW)	Garantia Física (MWmédio)	MW médios Vendidos	Preço (R\$)	Invest. Previsto (R\$)
UHE Foz do Rio Claro	A-5	Leilão 2/2005	68,4	41,0	41,0	108,04	281.032.620
UHE São José	A-5	Leilão 2/2005	51,0	30,4	30,0	115,80	208.985.970
UHE Passo São João	A-5	Leilão 2/2005	77,0	39,0	37,0	112,55	267.595.880
UHE Simplício	A-5	Leilão 2/2005	337,7	191,3	185,0	115,38	1.441.505.800
UHE Retiro Baixo	A-5	Leilão 2/2005	82,0	38,5	36,0	114,86	262.417.880
UHE Baguari	A-5	Leilão 2/2005	140,0	80,2	77,0	115,10	487.516.620
UHE Dardanelos	A-5	Leilão 4/2006	261,0	154,9	147,0	112,68	574.133.830
UHE Mauá	A-5	Leilão 4/2006	361,0	197,7	192,0	112,96	882.849.520
UHE Santo Antônio	Estruturante	Leilão 5/2007	3.150,4	2.218,0	1.552,0	78,87	9.495.381.160
UHE Baixo Iguaçu	A-5	Leilão 3/2008	350,0	172,8	121,0	98,98	1.090.914.120
UHE Jirau	Estruturante	Leilão 5/2008	3.300,0	1.975,3	1.382,0	71,37	8.699.124.120
UHE BELO MONTE	Estruturante	Leilão 6/2009	11.233,1	4.571,0	3.199,0	77,97	19.018.115.000
UHE Ferreira Gomes	A-5	Leilão 3/2010	252,0	150,2	105,0	69,78	810.713.000
UHE Colider	A-5	Leilão 3/2010	300,0	179,6	125,0	103,40	1.266.264.270
UHE Garibaldi	A-5	Leilão 3/2010	177,9	83,1	58,0	107,98	719.327.320
UHE SANTO ANTONIO JARI	A-5	Leilão 04/2010	300,0	196,1	190,0	104,00	1.537.495.000
UHE TELES PIRES	A-5	Leilão 04/2010	1.820,0	915,4	778,0	58,35	3.328.545.560
UHE JIRAU (AMPLIAÇÃO)	A-3	Leilão 02/2011	450,0	209,3	209,3	102,00	1.514.278.640
UHE SÃO ROQUE	A-5	Leilão 7/2011	135,0	90,9	81,8	91,20	652.002.390

Fonte: ANEEL, 2012.

Com base nas informações da Aneel, a seleção dos projetos analisados foi determinada pela representatividade na matriz, bem como pelo investimento requerido para o empreendimento.

Dessa forma, as usinas hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, as quais totalizam 17.684 MW de capacidade instalada e R\$ 37,2 bilhões em investimentos previstos foram escolhidas.

A figura abaixo resume as características básicas dos três projetos analisados. Destaca-se o grande volume de energia proveniente de cada usina, a dimensão reduzida dos reservatórios, os projetos conceberem usinas do tipo fio d'água, e a quantidade de turbinas definidas para cada empreendimento.

SANTO ANTÔNIO	JIRAU	BELO MONTE
Localização: Rio Madeira, Bacia Amazônica	Localização: Rio Madeira, Bacia Amazônica	Localização: Bacia do Rio Xingu
Município: Porto Velho – Rondônia	Município: Porto Velho – Rondônia	Município: Altamira – Pará
Potência: 3.150 MW	Potência: 3.750 MW	Potência: 11.233,1 MW
Garantia Física: 2.218 MW médios	Garantia Física: 2.214,6 MW médios	Garantia Física: 4.571 MW médios
Reservatório: 350 km ²	Reservatório: 302,6 km ²	Reservatório: 503 km ²
Tipo de turbina: Bulbo	Tipo de turbina: Bulbo	Tipo de turbina: Francis e Bulbo
Número de turbinas: 44	Número de turbinas: 50	Número de turbinas: 18 unidades geradoras do tipo Francis na Casa de Força principal e seis turbinas do tipo bulbo na Casa de Força Complementar

Figura 16: Características Gerais dos Projetos Analisados

Fonte: Elaboração própria.

As características dos projetos de cada uma das três usinas selecionadas, bem como sua composição societária e sua estrutura de capital serão detalhadas a seguir.

5.1.1. UHE Santo Antônio

A usina hidrelétrica de Santo Antônio é a primeira usina do Complexo do Rio Madeira, está localizada próxima de Porto Velho, no estado de Rondônia, e contribuirá com a segurança energética do Brasil e com o abastecimento de energia para, aproximadamente, 11 milhões de residências.

Esse empreendimento está inserido no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), e integra a viabilização de geração de energia limpa e de fonte renovável na Amazônia. Para isso, estima-se que será realizado um investimento de R\$ 16 bilhões, dos quais R\$ 1,6 bilhão

serão investidos em programas socioambientais, como qualificação da mão-de-obra local realizada pela Santo Antônio Energia, que reforça a base para o desenvolvimento local.

Deve-se observar que a usina está em operação desde 30 de março de 2012 e espera-se atingir a capacidade plena até novembro de 2015. Com isso, Porto Velho e o Estado de Rondônia já começam a receber novos recursos pelos royalties pagos mensalmente pelo uso dos recursos hídricos do rio Madeira.

5.1.1.1. Projeto da UHE Santo Antônio

A implantação da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio foi precedida de seis anos de estudos que incluíam a avaliação detalhada de aspectos ambientais, sociais e econômicos da região onde o projeto seria implementado. De acordo com as informações da SPE responsável pelo empreendimento, a profundidade e a complexidade dos trabalhos realizados estabeleceram novos parâmetros em análises de impactos ambientais para a instalação de hidrelétricas no Brasil (SANTO ANTONIO ENERGIA, 2012).

Os estudos realizados buscaram definir as melhores formas de aproveitamento do potencial hidrelétrico do rio, de forma respeitar o meio ambiente e as populações da região. Assim, foram desenvolvidos equipamentos e soluções de engenharia que produzissem menores impactos socioambientais, sem prejudicar a capacidade de geração esperada.

Para isso, determinou-se que a usina em questão seria do tipo fio d'água, que requer área de alagamento e reservatório menores e, portanto, é menos agressiva para a região da Bacia Amazônica. Vale observar que o rio Madeira tem vazão que varia de 4.000 m³ por segundo na época de seca e 45.000 m³ por segundo na cheia. Assim, a adoção da turbina tipo bulbo³⁴ é mais indicada para aproveitar a alta vazão do rio Madeira, evitando a necessidade de grandes quedas de água e de reservatórios de grande porte. Com isso, o projeto prevê a instalação de

³⁴ Cada turbina é uma casa de força que gera energia com o fluxo d'água. Nos modelos adotados em Santo Antônio, o gerador hidráulico fica instalado dentro de um bulbo por onde a água segue rumo às hélices. Em linhas gerais, o movimento rotatório desse conjunto de pás gira um rotor dentro da turbina, que transforma a potência hidráulica em potência mecânica. Devido a uma série de estruturas no gerador, a energia mecânica é transformada, por sua vez, em energia elétrica.

44 turbinas do tipo bulbo, a inundação de uma área de 271 km², pouco superior à calha natural do rio Madeira³⁵, e 350 km² de reservatório da Usina³⁶.

O projeto foi aprovado em 2008 pela Aneel e sua construção foi iniciada pela SPE Santo Antônio Energia. Inicialmente, a Santo Antônio Energia realizou a negociação fundiária com as comunidades locais, e começou um processo de recuperação arqueológica, paleontológica e de resgate de fauna e flora da região. Após essa etapa, a construção foi iniciada, em setembro de 2008³⁷, baseada em um canteiro em cada margem do rio Madeira.

É possível ressaltar algumas fases de construção da usina, como o início da construção do vertedouro principal, na margem esquerda do rio, composto por 15 vãos e com a capacidade de passagem de até 84 mil m³ de água do reservatório, em outubro de 2009. Em julho de 2010, instalou-se a primeira turbina, e iniciou-se as construções dos grupos de geração dois e três, correspondentes a 2.218 megawatts. No ano seguinte, em 5 de julho de 2011, foram abertas as comportas para desvio do rio Madeira, o que permitiu o início da construção e instalação do grupo de geração 4, que deverá perdurar até 2015. O enchimento do reservatório da Usina foi iniciado em setembro de 2011, com o fechamento de parte das comportas do vertedouro e, para o ano de 2012, estava previsto o término das escavações no leito do rio e na margem esquerda.

A Usina Hidrelétrica Santo Antônio terá capacidade instalada de 3.150,4 MW e espera-se a geração de mais de 19,5 milhões de MWh por ano de energia elétrica. A energia gerada será destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), abastecendo todos os estados brasileiros. Além disso, está previsto a interligação ao Sistema Elétrico do Sudeste/Centro-Oeste Brasileiro por meio de duas linhas de transmissão em corrente contínua de cerca de 600 kV com 2.375 km de extensão.

Vale ressaltar que a construção da usina atingiu a mobilização de 19.000 funcionários, sendo 80% mão-de-obra local nos três primeiros anos, que serão dispensados conforme as etapas de conclusão das obras civis.

A energia elétrica que será produzida pela usina será destinada ao mercado regulado (distribuidoras) e ao mercado livre (grandes consumidores). A energia para o mercado regulado foi comercializada pelo Leilão de Comercialização de Energia Elétrica promovido

³⁵ Esses parâmetros conferem à UHE Santo Antônio um índice de área inundada por megawatt de capacidade instalada de 0,09.

³⁶ Descontada a área de inundação natural do rio, a área do reservatório é de 110 km².

³⁷ Em 18 de agosto, a Licença de Instalação foi concedida pelo Ibama.

pela ANEEL em 10 de dezembro de 2007 e totalizou 70% da garantia física total da usina. Para isso, o consórcio vencedor ofereceu um desconto de 35% em relação ao preço máximo permitido de R\$ 122,00 por MWh, ou seja, pelo preço de venda de R\$ 78,87 por MWh. Os 30% restantes são comercializados no mercado livre que, como firma contratos com características específicas para o cliente, não têm suas particularidades divulgadas.

5.1.1.2. Estrutura Societária da UHE Santo Antônio

A Santo Antônio Energia é a concessionária formada para conduzir a construção e operação do projeto da Usina Santo Antônio, que tem como integrantes Cemig (10%), Andrade Gutierrez (12,4%), Odebrecht Energia (18,6%), Caixa FIP Amazônia Energia (20%) e Eletrobras Furnas (39%).

A CEMIG Geração e Transmissão é uma das maiores geradoras do País, com um parque gerador da Empresa formado por mais de 57 usinas hidrelétricas, duas térmicas e uma eólica. O grupo atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com investimentos também em distribuição de gás natural e linhas de transmissão de dados. A empresa tem estrutura societária mista e é controlada pelo Governo Estadual de Minas Gerais.

A Andrade Gutierrez Participações é uma *holding* que tem como principal objetivo a participação no capital de empresas que atuam na concessão de serviços públicos. O grupo Andrade Gutierrez atua no segmento de engenharia e construção, telecomunicações, energia e concessões públicas e sua responsabilidade é definir estratégias e monitorar resultados de suas controladas. A Andrade Gutierrez Participações é brasileira e detém participação internacional em 15 países, com foco no desenvolvimento e execução de grandes empreendimentos nas áreas de saneamento urbano, obras civis e projetos integrados de irrigação.

A Odebrecht Energia faz parte da Organização Odebrecht e é a responsável pelos investimentos e pelas operações no segmento de geração de energia. A empresa foi criada em 2011, e tem capacidade de geração de 1.400 MW em projetos de fontes renováveis na América Latina, com usinas hidrelétricas, parques eólicos, uma usina solar, projetos de biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Furnas é uma empresa do grupo Eletrobras, que atua no desenvolvimento de estudos, planejamento e gerenciamento da implantação e exploração de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Eletrobras Furnas é uma empresa de administração indireta do

Governo Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia e controlada pela Eletrobras. A empresa detém um complexo de onze usinas hidrelétricas e duas termelétricas, totalizando uma potência de 9.910 MW, o que representa aproximadamente.

O Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia foi formado pelos bancos Santander e Banif e pelo Fundo de Investimento do FGTS, sob administração da Caixa Econômica Federal e gestão da Valora Investimentos. O FIP tem como quotistas a Odebrecht Energia do Brasil e o FI-FGTS, fundo de investimento criado com recursos oriundos do patrimônio líquido do FGTS e que tem por finalidade investir em projetos de saneamento e infraestrutura nos setores de rodovias, portos, hidrovias, ferrovias e energia.

Além disso, foi constituído o Consórcio Construtor Santo Antônio – CCSA, composto pelas construtoras Norberto Odebrecht e Andrade Gutierrez (Consórcio Santo Antônio Civil - CSAC), pela Odebrecht Montagem e pelo Grupo Industrial do Complexo Rio Madeira - Gicom (Alstom, Andritz, Bardella, Siemens e Voith). Esse consórcio é responsável pelo fornecimento do projeto, das obras civis, dos equipamentos eletromecânicos, montagem eletromecânica e comissionamento da Usina.

5.1.1.3. Estrutura de Capital da UHE Santo Antônio

De acordo com as informações publicadas pelo BNDES, o projeto da Hidrelétrica Santo Antônio demandará investimentos de cerca de R\$ 10 bilhões³⁸, dos quais a diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) aprovou o financiamento de R\$ 6,1 bilhões para a construção.

O apoio do BNDES chegou a 46,6% do valor do projeto e, com a participação dos demais agentes, o montante financiado atinge 65,7% do investimento total. Esse investimento será capaz de criar 21,7 mil empregos, dos quais 8.600 empregos diretos e 13.100 indiretos durante a fase de construção, que vai até 2017.

Cinquenta por cento do financiamento será liberado diretamente pelo BNDES e a outra metade por meio dos agentes financeiros (Santander, Bradesco, Unibanco, BES Investimento

³⁸ A informação mais atualizada é de investimento total de R\$ 16 bilhões, dos quais R\$ 1,6 bilhão está sendo aplicado em ações socioambientais. Fonte: <http://www.odebrecht.com/sala-imprensa/noticias?id=18306>.

do Brasil, Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil, Banco do Nordeste, Banco da Amazônia).

5.1.2. UHE Jirau

O aproveitamento hidrelétrico de Jirau é a segunda usina do Complexo do Rio Madeira e está localizada na Ilha do Padre, a cerca de 120 quilômetros da cidade de Porto Velho, em Rondônia.

A hidrelétrica faz parte do PAC – Programa de Aceleração do Crescimento do Governo Federal e tem por objetivo fornecer energia renovável para, aproximadamente, 10 milhões de casas brasileiras.

Para isso, realizou-se o leilão em 19 de maio de 2008, no qual o Consórcio Energia Sustentável do Brasil, que engloba as empresas GDF Suez, Eletrosul e Chesf, foi o vencedor.

Vale observar que foram previstos investimentos de R\$ 10 bilhões³⁹ para a construção da usina hidrelétrica, em 60 meses de trabalho, o que permitirá o desenvolvimento para a região e o aproveitamento da mão-de-obra local, com a criação de mais de 12 mil empregos diretos e 30 mil indiretos.

A usina está sendo construída com base em princípios de sustentabilidade socioambiental, aplicando as melhores práticas de implantação de grandes projetos no relacionamento transparente com as comunidades e no cuidado com o meio ambiente.

5.1.2.1. Projeto da UHE Jirau

Os aproveitamentos hidrelétricos do Rio Madeira foram fundamentados no Estudo de Inventário do Rio Madeira, elaborado por Furnas Centrais Elétricas e pela Construtora Norberto Odebrecht (CNO). O estudo contemplava os aproveitamentos hidrelétricos Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.300 MW), e foi aprovado em 2002 pela Aneel. No entanto,

³⁹ De acordo com o financiamento suplementar aprovado pelo BNDES em 2012, os investimentos de Jirau totalizam R\$ 15,7 bilhões.

Fonte: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2012/energia/20120928_jirau.html

apenas em 2006 a Aneel disponibilizou para consulta os estudos de viabilidade técnica e econômica e o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) das usinas. Além disso, nesse ano, a Agência Nacional da Água (ANA) declarou a garantia de disponibilidade hídrica necessária à viabilidade do empreendimento (Energia Sustentável do Brasil, 2012).

Com os estudos divulgados pela Aneel e a concessão da Licença Prévia pelo IBAMA, a qual incluía o cumprimento de 33 condicionantes, em 19 de maio de 2008, foi realizado o leilão da Usina Hidrelétrica Jirau, através de pregão realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, em Brasília.

O Consórcio Energia Sustentável do Brasil foi o vencedor do leilão pelo preço final de R\$ 71,37 por megawatt-hora e período de concessão de 35 anos. A usina hidrelétrica de Jirau terá capacidade instalada de 3.750 Megawatts (MW) e garantia física de 2.184,6 MW médios. Assim, o empreendimento deve fornecer energia renovável a preços competitivos, que irão assegurar o crescimento industrial, o desenvolvimento regional e nacional e atender à demanda do mercado pelos próximos anos.

Este projeto caracteriza-se pela disposição de duas casas de força, uma em cada margem, a primeira com 28 unidades geradoras do tipo bulbo, no lado direito do rio Madeira e a segunda com mais 22 unidades geradoras do tipo bulbo, na margem esquerda do rio e vértice a extremidade sul da Ilha do Padre. Cada uma das casas de força apresenta duas áreas equipadas para montagem e manutenção das 50 unidades geradoras, com 75MW de potência unitária. A barragem principal será disposta segundo um eixo retilíneo ligando a extremidade sul da ilha do Padre à parede direita da Casa de Força Dois, na margem esquerda, e a área do reservatório terá 302,6km², com área inundada de até 31 km².

Vale observar que o projeto considera o cuidado com o meio ambiente, a modicidade tarifária, a nova fronteira tecnológica de turbinas e geradores, além de uma possível antecipação da geração de energia que resultará em segurança energética para o país.

De acordo com as informações do consórcio Energia Sustentável apresentadas a Aneel, as seguintes etapas são necessárias para a construção da Hidrelétrica Jirau: (i) obtenção da Licença Ambiental de Instalação – LI; (ii) montagem do canteiro e acampamento; (iii) obras civis das estruturas; (iv) desvio do rio; (v) concretagem da casa de força; (vi) montagem eletromecânica; (vii) obtenção da Licença Ambiental de Operação – LO; (viii) enchimento do reservatório; (ix) solicitação de acesso para conexão da UHE Jirau ao Sistema Interligado Nacional; (x) descida do rotor; (xi) comissionamento; e (xii) operação comercial.

Com base nas informações obtidas, em 14 de novembro de 2008 foi emitida pelo IBAMA a Licença de Instalação (LI) nº 563/2008, autorizando a instalação do canteiro de obras pioneiro do aproveitamento hidrelétrico de Jirau, seguida da LI nº 621/2009, em 03 de junho de 2009, autorizando a implantação do empreendimento.

Além disso, é possível notar que, no ano de 2011, foi aprovada a ampliação da capacidade instalada de Jirau, passando de 44 para 50 unidades geradoras (3.750 MW), por todos os órgãos competentes. Assim, em setembro de 2011, foi realizado o desvio do rio Madeira, e ainda iniciou-se a implantação das três Linhas de Transmissão de 500 kV associadas ao empreendimento, que interligarão a usina à Subestação (SE) Coletora Porto Velho.

5.1.2.2. Estrutura Societária da UHE Jirau

O consórcio Energia Sustentável do Brasil foi o vencedor do leilão do segundo empreendimento do rio Madeira e é responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia proveniente da usina hidrelétrica de Jirau. O grupo é composto pelas empresas GDF Suez, a qual detém 60% do projeto, Eletrosul e Chesf, cada uma com 20% de participação no consórcio.

A principal participante do consórcio Energia Sustentável do Brasil, a GDF Suez, está presente no Brasil desde 1996 e é controladora da Tractebel Energia S.A., maior geradora privada de eletricidade do Brasil. A empresa foi fundada em 1822 e é considerada líder mundial em geração de energia, gás e meio ambiente.

A Eletrosul é subsidiária da Eletrobras, e é responsável por geração e transmissão de energia desde 1968. De acordo com o consórcio, a empresa opera 58 subestações, 11 mil km de linhas de transmissão, possui quatro usinas hidrelétricas em construção e nove pequenas centrais hidrelétricas em Santa Catarina.

A terceira empresa do consórcio é a Chesf – Companhia Hidrelétrica do São Francisco – que, assim como a Eletrosul, também é subsidiária do Grupo Eletrobras. A Chesf foi criada em 3 de outubro de 1945, e tem atividades de produção, comercialização e transmissão de energia elétrica em todo país.

5.1.2.3. Estrutura de Capital da UHE Jirau

A Usina Hidrelétrica de Jirau contou com dois financiamentos do BNDES. O primeiro, liberado após a aprovação do projeto, em 2009, correspondia ao desembolso de R\$ 7,2 bilhões, dos quais R\$ 3,635 bilhões liberados diretamente pelo BNDES e os outros R\$ 3,585 bilhões repassados por Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal, Bradesco BBI, Unibanco e Banco do Nordeste do Brasil.

Em 2012, foi aprovado o financiamento suplementar de Jirau no montante de R\$ 2,3 bilhões. O crédito adicional tem por objetivo dar suporte ao aumento em R\$ 5,1 bilhões em relação aos R\$ 10,5 bilhões de investimentos original previstos para Jirau.

Assim, o total de investimentos do projeto alcançará R\$ 15,7 bilhões, que irão incorporar o aumento de 450 MW na potência instalada da usina, com a implantação de seis unidades geradoras adicionais (passando de 44 para 50 unidades) e capacidade total de 3.750 MW. Além disso, os recursos serão utilizados também para a instalação do sistema de transmissão associado, que ligará a usina à estação coletora.

Vale observar que o projeto original compreendia um investimento de 29 programas socioambientais, orçados em R\$ 610,6 milhões, com o objetivo de prevenir e mitigar impactos negativos e potencializar os efeitos positivos do projeto. Os projetos sociais incluem R\$ 50 milhões destinados à geração de emprego e renda, capacitação de recursos humanos e infraestrutura social (saúde, educação, lazer, transporte e segurança).

5.1.3. UHE Belo Monte

Os estudos para construção de usinas hidrelétricas na Bacia do Rio Xingu foram iniciados na década de 1970, pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) e, posteriormente, transferido a ELETROBRAS, em conjunto com as construtoras Camargo Corrêa S/A, Andrade Gutierrez e Norberto Odebrecht.

A Usina Belo Monte está localizada próxima de Altamira (PA) e deverá propiciar a melhoria das condições de vida de cerca de 5.000 famílias e desenvolvimento da região e municípios vizinhos. O consórcio Norte Energia, vencedor do leilão da usina em 2010, estima que a região também receberá uma compensação financeira anual de R\$ 88 milhões.

É importante observar que, um projeto da magnitude de Belo Monte exige a elaboração de estudos de impacto ambiental e comunicação com a comunidade impactada, a fim de reduzir ou compensar o impacto da implementação da usina. Assim, entre 2007 e 2010, foram realizadas consultas públicas; oficinas com a comunidade; fóruns técnicos em Belém e no Xingu; visitas a famílias afetadas; dentre outras medidas para discutir a construção da usina.

Além disso, a Norte Energia revisou os estudos de Inventário Hidrelétrico do Rio Xingu, promoveu o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/Rima), realizou estudos Antropológicos das Populações Indígenas e também a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) para assegurar a viabilidade do empreendimento. Com isso, a usina não terá impacto direto sobre terras indígenas e os habitantes de Paquiçamba, Arara da Volta Grande e Juruna do Km 17, cerca de 240 pessoas, não terão suas terras alagadas.

O empreendimento de Belo Monte está incluído no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e sua operação assegurará aumento da oferta de energia para o Sistema Interligado Nacional, com melhor aproveitamento das diferenças hidrológicas entre as regiões do País.

5.1.3.1. Projeto da UHE Belo Monte

O período de estudos para aproveitamento hidrelétrico da Bacia do Rio Xingu e para viabilidade técnica da Usina Hidrelétrica Kararaô (primeiro nome sugerido para a usina de Belo Monte) perdurou de 1975 a 1980. No entanto, apenas em agosto de 2005 a Eletrobras e as construtoras Andrade Gutierrez, Camargo Correa e Norberto Odebrecht assinaram Acordo de Cooperação Técnica para a conclusão dos Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Socioambiental do AHE de Belo Monte, com uma configuração semelhante a atual.

A usina de Belo Monte é uma hidrelétrica a fio d'água, que terá capacidade instalada de 11.233,1 MW. Essa configuração da usina tem por objetivo reduzir o impacto socioambiental, com a menor área alagada possível⁴⁰, o que, no entanto, reduz a garantia física do empreendimento para 4.571 MW.

⁴⁰ O reservatório abrangerá 503 km².

Para compatibilizar os interesses energéticos com a sustentabilidade ambiental, a área alagada foi diminuída. A usina teve o reservatório reduzido em relação ao projeto inicial e a área de alagamento diminuiu 60%. Enquanto a média nacional de áreas alagadas pelas usinas hidrelétricas é de 0,49 km² por MW instalado, Belo Monte impactará apenas 0,04 km² por MW instalado (NORTE ENERGIA, 2012).

Nesse sentido, os processos de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e de requerimento licenciamento ambiental prévio foram iniciados em 2006, o que exigiu ações ambientais que originaram a elaboração de 14 planos, 54 programas e 86 projetos que compreendiam as áreas de gestão ambiental e institucional, meio físico, meio biótico e meio socioeconômico.

Para a construção do empreendimento, será realizada uma mudança da vazão do Rio Xingu na área conhecida como Volta Grande do Xingu, o que, associado ao estudo de impacto ambiental da obra proposto, irá garantir condições adequadas para a manutenção do modo de vida das etnias Juruna do Km 17, Arara da Volta Grande e Paquiçamba.

É importante observar que, em Julho de 2008, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definiu que o único potencial hidrelétrico a ser explorado no Rio Xingu será Belo Monte, e a atualização do Inventário com apenas essa usina na bacia do Rio Xingu foi aprovada pela ANEEL.

A usina de Belo Monte está incluída no Programa de Aceleração do Crescimento e, com a publicação da portaria que determina o projeto como prioritário para licitação e implantação, em 2009, a ANEEL colocou o edital de Belo Monte em audiência pública. Assim, em 20 de abril de 2010 o leilão de Belo Monte é realizado, com a respectiva Licença Prévia e estudos de viabilidade obtidos.

A concessão para a construção da hidrelétrica, no município de Vitória do Xingu, foi outorgada por um prazo de 35 anos ao consórcio Norte Energia, o qual ofereceu o preço pela energia de R\$ 77,97/MWh (6% abaixo do preço-teto de R\$ 83,00/MWh). A Norte Energia é composta por empresas estatais e privadas do setor elétrico, fundos de pensão e de investimento e empresas autoprodutoras, os quais deverão explorar o potencial hidrelétrico de Belo Monte.

A usina terá capacidade instalada de 11.233,1 MW de potência e geração anual prevista de 38.790.156 MWh ou 4.571 MW médios. Com estimativa de iniciar as operações no dia 31 de dezembro de 2014 e a comercialização do serviço em fevereiro de 2015, a conclusão do empreendimento está prevista para 2019 e sua construção deve gerar cerca de 20 mil empregos no pico das obras. Além disso, setenta por cento da energia da UHE Belo Monte irá

para o mercado cativo e distribuidoras, dez por cento para as empresas autoprodutoras e 20% para o mercado livre.

Para isso, a concessionária deverá recolher a União o valor anual de R\$ 16,6 milhões, como pagamento pelo uso de bem público, além de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de R\$ 160 milhões, dos quais R\$ 70 milhões são destinados ao estado do Pará e outros R\$ 88 milhões aos municípios impactados.

Dessa forma, o empreendimento de Belo Monte deverá contribuir com a inserção e desenvolvimento da região e sua implementação beneficiará a complementaridade das regiões e a oferta de energia elétrica renovável na matriz brasileira.

5.1.3.2. Estrutura Societária da UHE Belo Monte

A Norte Energia S.A. é uma sociedade de propósito específico, constituída em 21 de julho de 2010. A empresa é composta por Eletrobrás, Chesf, Eletronorte, Petros, Funcef, Grupo Neoenergia, Cemig, Light, J. Malucelli Energia, Vale e Sinobras.

O Grupo Eletrobras é uma empresa holding, que detém a Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear como subsidiárias e controla esses sistemas de geração e transmissão.

A participação do Grupo Eletrobras no consórcio Norte Energia é estabelecida diretamente no total de 15%, além de participação indireta através das participações das subsidiárias Chesf, como acionista detentora de 15%, e Eletronorte, cuja participação totaliza 19,98%.

Além disso, pode-se perceber a participação de entidades fechadas de Previdência Complementar, como a Petros e a Funcef. A Petros foi fundada pela Petrobras em 1970, é o segundo maior fundo de pensão do Brasil e detém 10% da Norte Energia. A Funcef é o fundo de pensão da Caixa Econômica Federal e tem uma participação de 10%.

As empresas do setor de energia elétrica do Brasil Neoenergia, Cemig e Light participam do consórcio através de Sociedade de Propósito Específico. A empresa Belo Monte Participações S.A. representa a participação de 10% da Neoenergia no grupo, enquanto a SPE Amazônia contém 9,77% da Norte Energia S.A., detida pela Cemig e pela Light.

Além disso, o consórcio conta com a participação de empresas autoprodutoras, como Vale (9%) e Sinobras (1%), e da J. Malucelli Energia (0,25%).

5.1.3.3. Estrutura de Capital da UHE Belo Monte

O empreendimento de Belo Monte está inserido no Programa de Aceleração do Crescimento e seus investimentos são estimados em R\$ 28,9 bilhões. Desse total, foi aprovado pelo BNDES o financiamento de R\$ 22,5 bilhões, dos quais R\$ 3,2 bilhões serão destinados a projetos socioambientais.

É importante observar que, de acordo com os procedimentos do BNDES, a liberação de recursos do BNDES ocorrerá de acordo com o cronograma das obras da usina e a cada liberação deverá ser comprovada a regularidade ambiental do projeto.

O financiamento será concedido diretamente pelo BNDES e, indiretamente, com repasses de R\$ 7 bilhões pela Caixa Econômica Federal e R\$ 2 bilhões pelo BTG Pactual. Além dos recursos do BNDES e dos acionistas, está prevista entre as fontes de recursos do projeto a emissão de debêntures de infraestrutura no valor de R\$ 500 milhões.

Além disso, espera-se que o projeto contribua com a indústria brasileira, uma vez que 98% dos equipamentos utilizados serão de fabricação nacional, e o financiamento compreende a aprovação de R\$ 3,7 bilhões destinados à compra de equipamentos dentro do Programa de Sustentação do Investimento (PSI).

5.1.4. Resumo de Empreendimentos Licitados

A caracterização dos projetos licitados e financiados pelo BNDES é importante para o entendimento da adequação dos empreendimentos aos financiamentos de *Project Finance* e para a identificação de possíveis alternativas de captação de recursos.

Com isso, a Tabela 9 apresenta um quadro resumo dos principais empreendimentos licitados entre 2007 e 2012, com informações disponíveis sobre os financiamentos obtidos.

Assim, apresenta-se os empreendimentos e as respectivas datas de atualização das informações que serão consideradas. Com isso, determina-se o investimento total previsto de cada projeto e o montante de financiamento obtido com o BNDES.

Tabela 9: Empreendimentos Licitados 2007-2012

Empreendimento	Foz do Chapecó	Simplicio	Estreito	Santo Antônio	Jirau	Belo Monte	Santo Antônio do Jari
Data Informação	16/07/2007	14/11/2007	20/12/2007	18/12/2008	28/09/2012	26/11/2012	13/12/2012
Investimento Total	R\$ 2,2 bilhões	R\$ 1,6 bilhão	R\$ 3,6 bilhões	R\$ 10 bilhões	R\$ 15,7 bilhões	R\$ 28,9 bilhões	R\$ 1 bilhão
Financiamento BNDES	R\$ 1,6 bilhões	R\$ 1,034 bilhão	R\$ 2,6 bilhões	R\$ 6,1 bilhões	R\$ 9,5 bilhões	R\$ 22,5 bilhões	R\$ 736,8 milhões
% Financiada	75%	62%	73%	66%	61%	78%	67%
Potência	855 MW	333,7 MW	1.087 MW	3.150 MW	3.750 MW	11.233 MW	373,4 MW
Localização	PR/SC/RS	RJ/MG	MA/TO	RO	RO	PA	PA/AM
SPE	Foz do Chapecó Energia S/A	CPFL Geração de Energia CEEE Furnas Pentágono	Consórcio Estreito Energia	Santo Antônio Energia S.A	Energia Sustentável do Brasil	Norte Energia S/A	ECE Participações S/A
Controladores		Furnas	Renova Energia Renovável Vale Alcoa Alumínio S.A Camargo Corrêa Geração de Energia S.A	Odebrecht Furnas Andrade Gutierrez Cemig	GDF Suez Eleitrosul Chesf Camargo Correa	Eletrobrás Chesf Eletronorte Petros Funcef Neoenergia Cemig Light Vale Sinobras	J Malucelli Energia

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se perceber que a participação do BNDES nos recursos investidos dos projetos é relevante. Em todos os empreendimentos analisados, o financiamento aprovado pelo Banco supera 60% do investimento total, totalizando 44,5 bilhões de reais.

Assim, pode-se concluir que o financiamento de projetos de geração de energia hidrelétrica no período analisado é muito dependente das condições e da aprovação de recursos do BNDES.

De acordo com a tabela abaixo, é possível notar a evolução das condições de financiamento do BNDES. Nota-se que os prazos de financiamento foram alongados para até 20 anos de amortização e a remuneração básica foi reduzida.

Tabela 10: Evolução das Políticas Operacionais do BNDES

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2011	2012
Prazo de Amortização	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 14 anos	Até 16 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos
Custo Financeiro	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% IPCA	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP
Participação Máxima do BNDES (itens Financiáveis)	70%	70%	80%	80%	85%	80%	70%	70%
ICSD Mínimo	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30
Remuneração Básica (A)	2,50%	2,50%	2,50%	1,50%	1%	0,90%	0,90%	0,90%
Risco de Crédito (B)	1,50%	1,50%	1,50%	0,8% a 1,8%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,40% a 4,18%
Remuneração Total BNDES (A+B)	4%	4%	4%	2,3% a 3,3%	1,46% a 4,57%	1,36% a 4,47%	1,36% a 4,47%	1,3% a 5,08%

Fonte: ESPOSITO, 2012.

É importante observar que, no âmbito do PAC, o BNDES aprovou a redução dos *spreads* aplicados sobre empreendimentos de infraestrutura, o que se traduziu na redução do custo de financiamento para os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia. Além disso, foi determinado o alongamento do prazo de amortização do financiamento de 14 para 20 anos e redução do *spread* básico de 1,5% para 0,5% ao ano para projetos estruturantes de geração de energia⁴¹ (BNDES, 2007).

Dessa forma, conclui-se que, dado as características dos projetos, o *Project Finance* é adequado como instrumento de obtenção de financiamentos e a atuação do BNDES, tanto pelas taxas oferecidas, como pelos montantes de financiamento disponibilizados, foi essencial para a viabilização desses empreendimentos.

⁴¹ Usinas hidrelétricas com potência superior a 1.000 MW médios.

5.2. Instrumentos de Crédito

Até o final dos anos 1980, financiamento de longo prazo para investimentos nos setores de gás e energia elétrica na maioria dos países em desenvolvimento eram provenientes dos governos, da geração interna de caixa ou de empréstimos de instituições multilaterais, como o Banco Mundial e bancos de desenvolvimento (RAZAVI, 1996).

Esta seção tem por objetivo averiguar quais alternativas de captação de recursos poderiam ser utilizadas para reduzir a dependência de financiamentos do BNDES na viabilização de novos projetos de geração de energia hidrelétrica.

Uma empresa ou um projeto podem ser financiados de duas formas: capital próprio (acionistas) ou empréstimos e financiamentos obtidos junto a terceiros. No caso de projetos de infraestrutura, o fluxo de caixa é dependente de investimentos em ativos imobilizado, os quais são caracterizados por retornos mais lentos. Com isso, o financiamento de longo prazo se torna essencial para que o fluxo de receitas, juros e amortização do financiamento estejam em equilíbrio.

Como foi observado, os financiamentos concedidos pelo BNDES utilizam a Taxa de Juros de Longo Prazo⁴² – TJLP – como referência para determinar os custos de financiamento, acrescido de remuneração relativa ao risco de crédito do empreendimento.

De acordo com Valente (2012), a TJLP foi estabelecida em 1994 pelo Banco Central como um parâmetro que considera, principalmente, a inflação passada, a perspectiva de inflação futura e o custo do dinheiro. Como o cálculo dessa taxa é complexo e incorpora à inércia inflacionária, a TJLP passou a ser fixada trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional que, considera a meta do COPOM mais um prêmio de risco como base para a taxa.

Além disso, a TJLP incorpora uma perspectiva de incentivo ao crescimento, uma vez que esteve abaixo do custo de crédito de mercado (com base na Selic⁴³) e muito pouco acima da inflação nos últimos anos.

O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é o indicador oficial de inflação brasileira e considera os principais grupos de produtos e serviços em regiões metropolitanas do país.

⁴² A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.

⁴³ A taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) para títulos federais (RECEITA DA FAZENDA, 2013).

Deve-se salientar que esse índice é a referência utilizada pelo Governo Brasileiro para cumprimento da Meta de Inflação estabelecida.

Pode-se observar na figura abaixo que, no histórico analisado, a TJLP se apresenta sempre abaixo da Selic, ou seja, com desconto relativo às taxas de juros determinadas pelo governo como remuneração de títulos públicos. Na maior parte do período analisado, a TJLP se posicionou com algum prêmio em relação à inflação, mas, no ano de 2012, nota-se que a inflação medida pelo IPCA atingiu 5,8% ao ano, enquanto a TJLP foi reduzida para 5,25% ao ano.

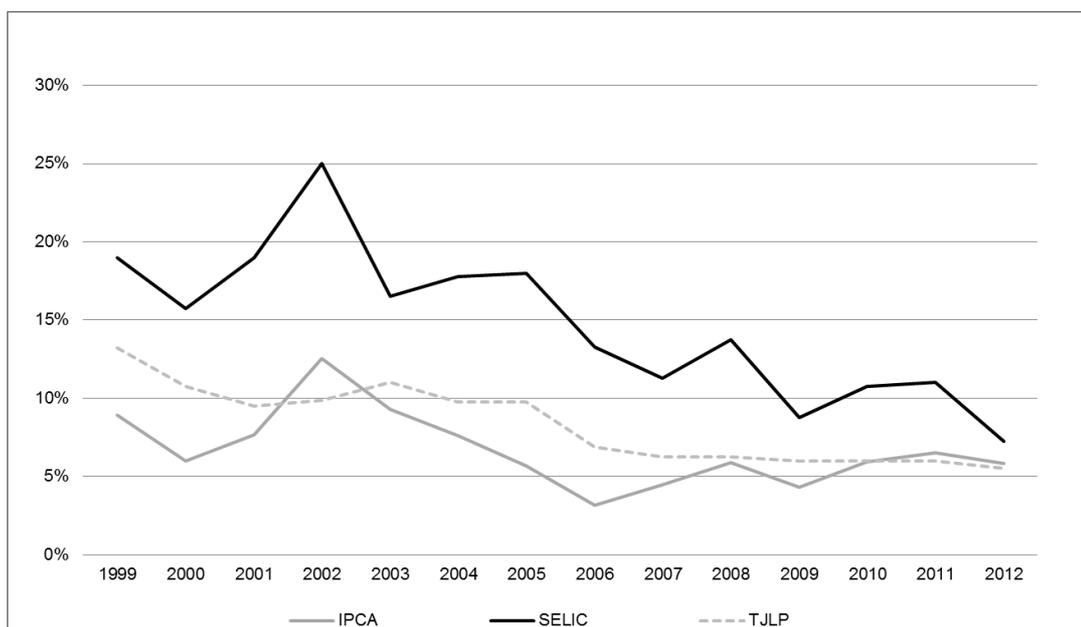


Figura 17: Comparação de taxas Selic, IPCA e TJLP entre 1999 e 2012

Fonte: Elaboração própria com base em BCB (2012) e Cetip (2012).

Outro indicador frequentemente utilizado como indexador para remuneração de crédito é a taxa DI. As instituições financeiras compõem um mercado interfinanceiro, no qual as operações são lastreadas pelos Certificados de Depósito Interfinanceiro (CDI). Assim, a taxa DI ou CDI representa uma taxa básica do mercado financeiro, baseada nas taxas de juros reais do mercado de títulos públicos e nas taxas de inflação da economia (ASSAF NETO, 2005).

A figura 18 faz uma comparação entre a taxa de juros de títulos públicos (Selic) e da taxa CDI para o período de 1999 a 2012. Pode-se observar que as duas taxas analisadas são similares em magnitude e tendência.

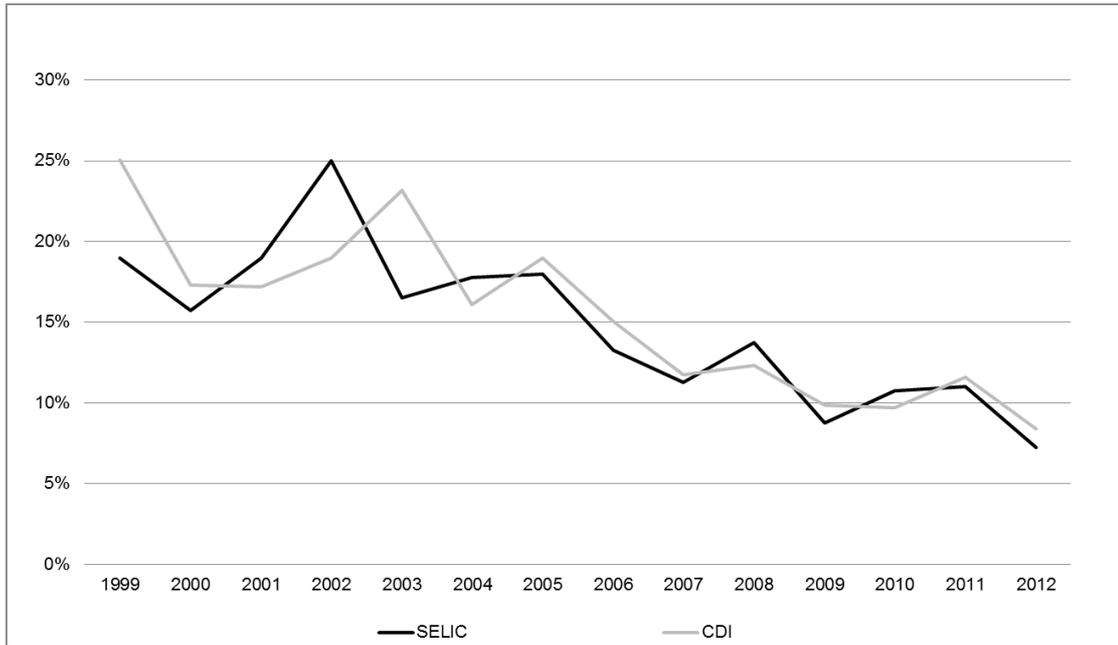


Figura 18: Comparação de taxas Selic e CDI entre 1999 e 2012

Fonte: Elaboração própria com base em BCB (2012) e Cetip (2012).

A utilização da TJLP, do IPCA ou do CDI como indexadores de títulos tem por objetivo determinar uma taxa de incentivo, uma taxa de inflação, ou uma taxa de baixo risco de crédito baseada em títulos públicos, respectivamente. O indexador acrescido de um *spread* de risco do segmento ou empreendimento específico determinam a composição da remuneração do financiamento.

Assim, pode-se inferir que os financiamentos concedidos com base na TJLP oferecem incentivos ao desenvolvimento de projetos, com a aplicação de custos financeiros inferiores aos praticados no mercado de títulos e, ocasionalmente, abaixo da inflação.

Assim, a redução de taxa de juros no Brasil possibilitou a ampliação do mercado de crédito privado, uma vez que a queda do retorno oferecido pelos títulos de menor risco incentivou a busca por alternativas para manutenção do retorno da carteira dos investidores.

5.2.1. Debêntures

As debêntures são títulos privados de crédito emitidos por sociedades anônimas, com o objetivo de captar recursos de médio e longo prazo. Os recursos levantados com sua emissão são destinados ao financiamento de capital de giro e capital fixo das empresas. Para isso, os

direitos e remunerações oferecidas pelas debêntures são juros, participação nos lucros e prêmios de reembolso. Além disso, características referentes a prazo, vencimento, remuneração, amortização e resgate são estabelecidas pela assembleia de acionistas (ASSAF NETO, 2005).

A emissão das debêntures de sociedades por ações pode ser realizada através de oferta privada⁴⁴ (identifica os compradores dos títulos) ou por oferta pública⁴⁵ (através de intermediário financeiro responsável pela coordenação da colocação das debêntures junto aos investidores de mercado).

A tabela abaixo mostra a evolução do estoque de debêntures registradas na Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos Privados (Cetip). A primeira coluna apresenta o total de estoque de debêntures até outubro de 2012, enquanto a segunda faz uma diferenciação das debêntures de leasing, as quais são emitidas com o objetivo de servirem como lastros de operações compromissadas dos principais bancos brasileiros.

Tabela 11: Estoque de Debêntures

	Estoque de Debêntures Total (R\$ bilhões)	Estoque de Debêntures Ex-Leasing (R\$ bilhões)
dez/09	261,5	76,2
dez/10	335,7	113,1
dez/11	393,2	140,3
out/12	446,2	175,7

Fonte: Cetip, ANBIMA, 2012.

Nota-se que o estoque de debêntures excluído as operações com *leasing* apresentaram um crescimento de 131% entre dezembro de 2009 e outubro de 2012, enquanto o estoque total se elevou em 71%. Assim, pode-se inferir que houve um forte crescimento do mercado de crédito corporativo.

As debêntures tem sua taxa de remuneração relacionada ao CDI ou a um índice de preços como o IPCA ou o IGP-M. A tabela 12 apresenta a evolução da representatividade de cada indexador no estoque de debêntures corporativas. Os títulos privados são indexados

⁴⁴ Instrução CVM 476.

⁴⁵ Instrução CVM 400.

principalmente a taxa DI, com 78,1% do total do estoque em 2012. Entre os índices de inflação, o IPCA é o mais utilizado, dado que é a referência oficial para o governo, com 14,5% dos títulos emitidos, e o IGP-M reduziu sua participação para 0,6%.

Tabela 12: Indexadores de Debêntures

Estoque de Debêntures Ex-Leasing	2009	2010	2011	out/12
DI	75,6%	79,2%	80,2%	78,1%
IPCA	19,9%	15,6%	15,2%	14,5%
IGP-M	1,5%	0,8%	0,6%	0,6%
Outros	3,1%	4,4%	4,1%	6,8%
Total (R\$ bilhões)	76,2	113,1	140,3	175,7

Fonte: Cetip, ANBIMA, 2012.

Assim, pode-se perceber que o mercado de crédito privado se desenvolveu nos anos analisados e o DI e IPCA são os principais indexadores desse mecanismo de captação de recursos.

No âmbito da captação de recursos para infraestrutura, deve-se salientar que, entre 2010 e 2012, o governo federal estabeleceu incentivos pela promulgação da MP 517 e das Leis 12.431 e 12.715, a fim de aumentar a atratividade desses empreendimentos.

Como foi observado, o BNDES é a principal fonte de financiamento para investimentos em infraestrutura, que demandam alto volume de recursos. Uma tentativa do Governo de diversificar esses investimentos adicionais foi a criação de mecanismos, através das leis mencionadas, que determinam benefícios para a participação de pessoas físicas, investidores estrangeiros e fundos de investimento.

As leis se referem a créditos para projetos de investimento e debêntures de infraestrutura. As primeiras podem ser aplicadas a investimentos de qualquer setor, desde que apresentem prazo médio maior que quatro anos e ofereçam remuneração pré-fixada, indexada a índices de preço ou a TR⁴⁶. O grande incentivo é oferecido ao investidor estrangeiro, que não tem necessidade de pagar Imposto de Renda sobre o rendimento e não serão tributados com IOF.

⁴⁶ A TR ou Taxa Referencial de Juros é estabelecida mensalmente pelo Governo, e é baseada na remuneração média mensal dos certificados operados pelos maiores bancos brasileiros, que, por sua vez, são baseados no CDI.

As debêntures de infraestrutura apresentam algumas características mais específicas, uma vez que só podem ser emitidas por SPEs, concessionárias de serviços públicos ou holdings que controlam as anteriores. Os objetos de investimentos desse veículo devem estar relacionados a projetos de infraestrutura, que devem ser submetidos aos respectivos Ministérios. Além disso, alguns incentivos também foram oferecidos como a isenção de Imposto de Renda e IOF para investidores estrangeiros, a isenção de imposto de renda sobre rendimento e ganho de capital para pessoas físicas e redução da tributação para 15% de Imposto de Renda na fonte para pessoas jurídicas e instituições financeiras.

Algumas alterações referentes a pagamento de despesas e empréstimos tomados até dois anos antes da emissão da debênture incentivada, multa caso aplicação incorreta dos recursos levantados, garantia de manutenção dos benefícios fiscais mesmo com destinação incorreta dos recursos foram determinadas pela Lei 12.715, a fim de equacionar incertezas levantadas por investidores nas primeiras emissões de debêntures de investimento/infraestrutura.

Dessa forma, o governo federal criou um mecanismo alternativo de financiamento, solucionando a questão de atratividade e garantias do projeto. Algumas restrições ainda podem ser observadas, como os riscos assumidos por cada empreendimento e a baixa liquidez desses títulos no mercado secundário. Para investidores estrangeiros, a lei isenta o IOF mas permanece risco cambial.

5.2.2. Fundos de Investimento

Os fundos de investimento podem ser descritos como um conjunto de recursos monetários provenientes de um determinado número de investidores (cotistas). Esse veículo de aplicação coletiva pode ser utilizado por investidores com baixo volume individual, que se beneficiam de condições mais favoráveis de negociação pela concentração de recursos e da administração realizada por técnicos de análise do mercado de capitais (ASSAF NETO, 2005).

De acordo com a ANBIMA (2012), os fundos de investimento podem ser classificados como fundos de curto prazo, fundo referenciado DI, fundos de renda fixa, fundos multimercados, fundos de dívida externa, fundos de ações, fundo cambial, fundo de previdência, fundos exclusivos, fundos offshore e fundos estruturados (fundos de direitos creditórios, fundos de participações e fundos de investimento imobiliário).

A tabela abaixo apresenta o patrimônio líquido dos principais grupos de fundos brasileiros em janeiro de 2013. Pode-se observar que os fundos elegíveis para investimento em infraestrutura são, principalmente, (i) os fundos de renda fixa e de previdência, que teriam a possibilidade de comprar debêntures (em função de prazo e característica do ativo); e (ii) os fundos de participação, com a possibilidade de entrar com participação acionária nas SPEs responsáveis pelo empreendimento.

Tabela 13: Patrimônio Líquido de Fundos de Investimento (R\$ milhões)

Tipos de Fundos	Patrimônio Líquido em Janeiro/2013	% do Total
Curto Prazo	106.348	4,60
Referenciado DI	257.606	11,15
Renda Fixa	727.833	31,50
Multimercados	472.051	20,43
Cambial	810	0,04
Dívida Externa	683	0,03
Ações	208.123	9,01
Previdência	294.774	12,76
Exclusivo Fechado	5.238	0,23
Total Fundos de Investimentos	2.073.465	89,74
FIDC Fomento Mercantil	4.764	0,21
FIDC Financeiro	20.957	0,91
FIDC Agro, Indústria e Comércio	26.476	1,15
FIDC Outros	8.496	0,37
Imobiliário	26.814	1,16
Participações	85.451	3,70
Total Fundos Estruturados	172.958	7,49
Total Fundos Off Shore	64.156	2,78
Total Geral	2.310.579	100,00

Fonte: ANBIMA, 2012.

No modelo de participação via debêntures corporativas ou debêntures de infraestrutura, seria possível determinar um mercado total de R\$ 1,02 trilhões elegíveis para incorporar essas ofertas na carteira. Deve-se ressaltar que esses portfólios tem limitação de risco e exposição a certos ativos e, dado a restrição de liquidez do crédito privado brasileiro no mercado secundário, o total de recursos disponível para essa alternativa de investimento é consideravelmente menor.

O segundo veículo de investimentos em infraestrutura são os fundos de participação, os quais totalizam R\$ 85,4 bilhões e fazem aporte de capital próprio, diferentemente das debêntures que são títulos de crédito. Esses fundos entram nos empreendimentos de infraestrutura pelo aporte de capital na Sociedade de Propósito Específico encarregada do projeto, e assumem os riscos e retornos do projeto no modelo de *Project Finance*.

Dessa forma, o mercado de fundos tem grande potencial de assimilar tais necessidades de investimento, mas a questão de prazos, riscos e garantias ainda representam uma restrição a essa participação.

5.2.3. Fundos de Pensão

A previdência privada é uma alternativa de aposentadoria complementar à previdência social, com o objetivo de manutenção de padrão de vida, uma vez que a previdência social apresenta limitações de benefícios (teto). Uma de suas características é que a adesão é feita de forma voluntária, diferente da previdência social de caráter público e obrigatório.

Os fundos de pensão são instituições de previdência privada fechadas, e são formados por empresas patrocinadoras que custeiam o plano de benefícios juntamente com seus funcionários.

Por outro lado, os fundos de previdência privada abertos não dependem de empresas, são oferecidos a qualquer interessado e o beneficiário custeia todo o plano. Como foi analisado na seção anterior, com base nos dados da ANBIMA de janeiro de 2013, esses fundos abertos correspondem a, aproximadamente, R\$ 295 bilhões.

De acordo com os dados da ABRAPP, o total de aplicações dos fundos de previdência brasileiros atingiu o montante de R\$ 596 bilhões em junho de 2012. Isso representa um aumento de aplicações de 42% em cinco anos. Vale observar que o total de investimentos apresentado pela ABRAPP considera tanto os fundos de previdência abertos, quanto os fundos fechados de previdência privada, ou seja, o investimento de R\$ 295 bilhões apresentados anteriormente acrescidos pelo montante dos fundos de previdência privados.

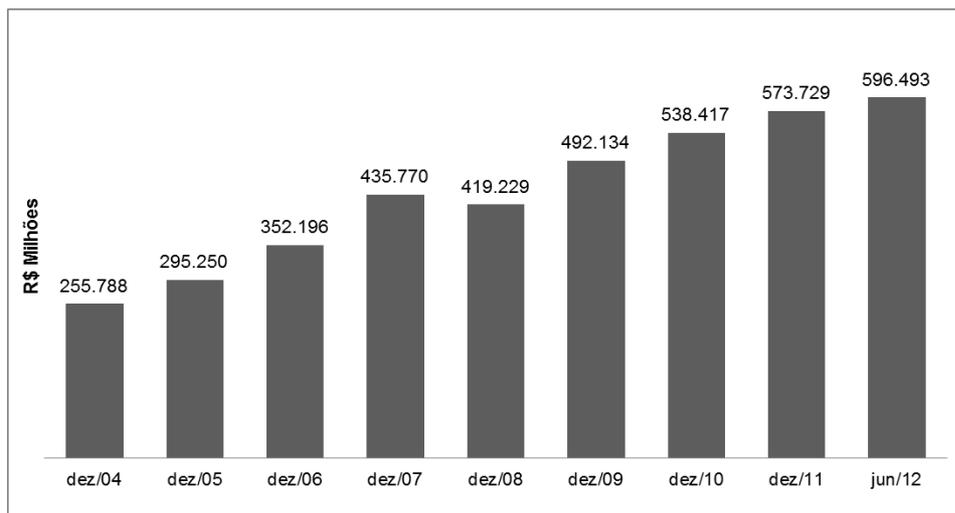


Figura 19: Total de Aplicações dos Fundos de Pensão – Junho de 2012

Fonte: ABRAPP, 2012.

A figura acima apresenta a evolução das aplicações dos fundos de pensão no período de dezembro de 2004 a junho de 2012. Pode-se observar que os recursos disponíveis para aplicação dessas organizações correspondem a 25,8% do total de fundos de investimentos no Brasil, ou seja, uma parcela relevante no total de recursos aplicáveis.

Além disso, nos últimos anos os fundos de pensão tiveram dificuldades de sobrepor a rentabilidade das carteiras em relação às metas atuariais. O consolidado estatístico divulgado pela ABRAPP em junho de 2012 mostrou que a meta atuarial de INPC+6% em comparação com as rentabilidades estimadas dos fundos de pensão não foi alcançada, como mostra a figura abaixo.

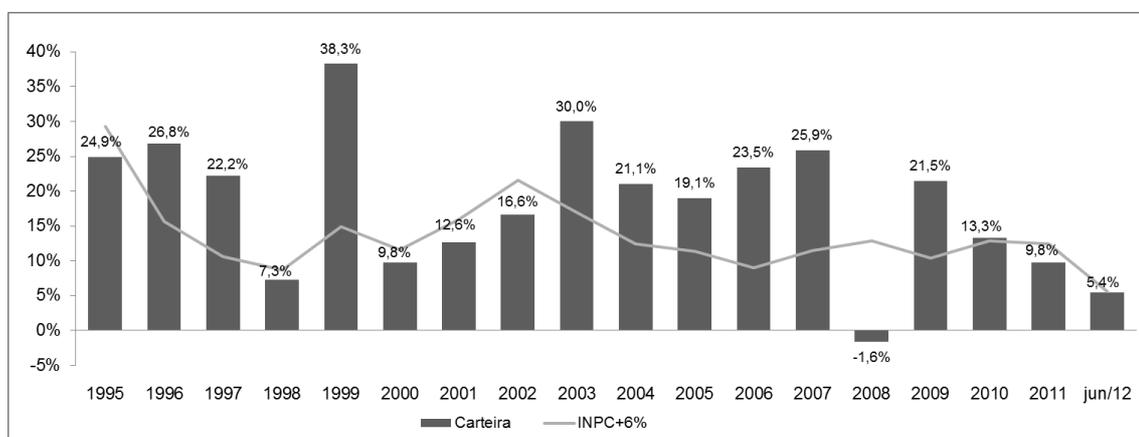


Figura 20: Rentabilidade da Carteira e Custo Atuarial

Fonte: ABRAPP, 2012.

É possível observar que, entre os anos de 2003 e 2007, as carteiras dos fundos de pensão tiveram rentabilidade superior à meta atuarial, mas com a crise do crédito *subprime* em 2008 o quadro foi revertido. Em 2010 o crescimento de PIB de 7% favoreceu a desempenho das carteiras, no entanto, nos anos subsequentes a dificuldade para superar o custo atuarial aumentou.

A necessidade de aumentar a rentabilidade das carteiras incentivou a busca por alternativas de investimentos aos habituais de títulos públicos. Pode-se perceber pela figura abaixo que, a partir de 2010 há uma redução das participações de títulos públicos nas aplicações dos fundos de pensão, e um aumento da participação de créditos privados e depósitos e fundos de investimento em Renda Fixa. Essa alteração pode se traduzir numa tendência de busca por maiores retornos, assimilando riscos mais elevados.

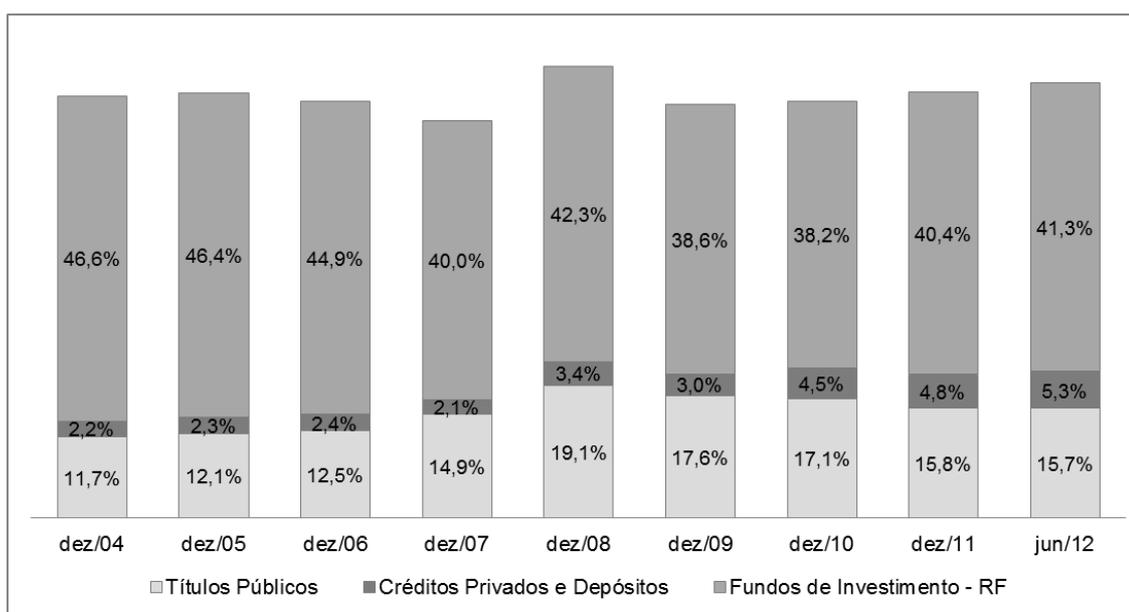


Figura 21: Aplicação em Renda Fixa dos Fundos de Pensão

Fonte: ABRAPP, 2012.

Assim, os fundos de pensão também são elegíveis para compra de títulos de crédito de infraestrutura, bem como participações acionárias nos projetos. O longo fluxo de caixa dos empreendimentos é compatível com o horizonte de investimento desses fundos, e as taxas passaram a ser mais atrativas frente um mercado de títulos públicos em queda de retorno. Entretanto, deve-se observar que as restrições de liquidez e a necessidade de uma equipe

jurídica e técnica experiente, a fim de controlar os riscos do investimento, são entraves para a ampla atuação dessas instituições nesse mercado.

5.2.4. Agências Internacionais

As origens das instituições internacionais de desenvolvimento são resultado de acordos de cooperação econômica após a Segunda Guerra Mundial. A conferência de Bretton Woods, em 1944, na qual representantes de vários governos delinearão estratégias para a economia internacional, como as regras básicas e a estrutura monetária mundial, resultou na criação de duas instituições: o Fundo Monetário Internacional (FMI) e o Banco Mundial. (RAZAVI, 1996; ASSAF NETO, 2005).

Essas organizações foram criadas com o objetivo de promover o crescimento e o equilíbrio do comércio mundial, por meio de um regime de estabilidade cambial e apoio financeiro aos países com dificuldades em seus balanços de pagamentos. Além disso, podem atuar como agentes de coordenação, regulação e assessoria de políticas monetárias e econômicas adotadas pelos países-membros.

O FMI é constituído por países que subscrevem sua participação no fundo, passando a ter o direito de voto proporcional a sua quota-parte. Esses países-membros assumem o compromisso formal de seguir suas regras e cumprir com os compromissos firmados.

O Banco Mundial foi criado em 1944 como uma instituição multilateral, num contexto em que os países europeus tinham pouco acesso a crédito para a reconstrução de seus países. Para isso, foi constituído com capital proveniente de diversos países, na proporção do tamanho sua economia. Além disso, o Banco deveria assumir o papel de intermediário, com captação de recursos no mercado de capitais mundial e concessão de empréstimos para países-membros com necessidade de capital estrangeiro.

Inicialmente, a principal atividade do Banco Mundial era financiar investimentos em infraestrutura, programas sociais e atividades econômicas essenciais para o desenvolvimento socioeconômico, como estradas energia, educação. A decisão de conceder o financiamento dependia do retorno de um projeto em relação a alternativas e custo financeiro.

Posteriormente, as atividades se alteraram em resposta a mudanças econômicas e políticas mundiais, à influência dos principais acionistas e ao processo de aprendizado no

desenvolvimento de países-membros. Vale observar que o Banco Mundial só pode fazer empréstimos para países, ou seja, o apoio a projetos se firma através do Governo local.

O termo Grupo do Banco Mundial é constituído por mais três instituições: o Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), a Agência Internacional de Desenvolvimento (AID)⁴⁷ e a Companhia Internacional de Financiamento (CIF)⁴⁸.

O BIRD é uma instituição que tem por objetivo financiar investimentos direcionados a satisfazer as necessidades básicas e aos investimentos produtivos dos países em desenvolvimento. A atuação do Banco pode ocorrer mediante participação nos empréstimos realizados, por concessões de garantias e por meio de assistência técnica aos países mais necessitados.

A Agência Internacional de Desenvolvimento é uma instituição direcionada a financiar as nações mais pobres em suas necessidades essenciais, com a oferta de condições de pagamentos de empréstimos vantajosas, como prazos longos e carência, e cobrança de juros baixos.

A Companhia Internacional de Financiamento (CIF) foi estabelecida em 1956 para promover empreendimentos privados nos países em desenvolvimento. Diferente do Banco Mundial que empresta apenas para países, a CIF tem a possibilidade de emprestar diretamente para empresas privadas e não tem obrigatoriedade de aceitar garantias dos governos. O apoio da CIF se realiza mediante operações de empréstimos, participações no capital e garantias de subscrição de novas ações emitidas pelas sociedades.

Deve-se salientar que, na década de 1990, observou-se uma redução nos empréstimos a projetos hidrelétricos realizados pelas instituições do Grupo do Banco Mundial, em razão de preocupações sociais e ambientais aliadas a restrições financeiras dos países assistidos.

No entanto, a partir de 2003, o Grupo retomou o engajamento em infraestrutura hídrica, expandindo os objetivos da hidroeletricidade para segurança energética, como forma de amenizar a volatilidade dos preços de energia e de insumos importados, bem como para preocupações com mudanças climáticas, por representar uma fonte de energia acessível para países em desenvolvimento e com baixa emissão de carbono (BANCO MUNDIAL, 2009).

⁴⁷ International Development Agency (IDA).

⁴⁸ International Finance Corporation (IFC).

Dessa forma, a atuação de instituições internacionais a projetos de infraestrutura pode se concretizar através de empréstimos diretos, ou indiretamente pelos Governos nacionais. É importante observar que o apoio financeiro dessas instituições impacta a credibilidade e disponibilidade de outras fontes de recursos para financiar projetos de energia.

6. CONCLUSÕES

A presente dissertação teve como objetivo analisar a evolução das formas de financiamento dos empreendimentos geração hidrelétrica de grande porte no Brasil. Tal meta tomou como base: (i) o histórico de investimentos no sistema de energia elétrica brasileiro; (ii) a análise do Estado como investidor e/ou regulador e sua atuação no segmento de infraestrutura de energia elétrica; e (iii) o levantamento das possíveis fontes alternativas de recursos adequadas às características desses projetos.

Para isso, o capítulo dois abordou o histórico do setor elétrico brasileiro, a fim de compreender a atuação dos capitais público e privado nos investimentos na infraestrutura de energia elétrica. Nele destacaram-se, sobretudo, os períodos de alternância entre predomínio de investimentos públicos e investimentos privados, desde a origem do parque energético brasileiro, com recursos privados estrangeiros, até a configuração mais recente com os principais investimentos realizados através parcerias entre capital público e privado.

Em seguida, o capítulo três discutiu a dupla função do poder político, seja por defender o bem coletivo (recursos naturais objetos de concessão), seja pela busca de atratividade para levantar investimentos destinados ao setor de energia elétrica. Com isso, observou-se que, na mesma medida em que o Estado concedia o ativo para ser explorado e desenvolvido por investimentos privados, o poder público atua na regulação, impunha limites ao monopólio nos vários segmentos da indústria de energia elétrica. Nesse aspecto, chama atenção: (i) a privatização (ii) a dinâmica de interação entre capital público e privado; e (iii) a atuação do BNDES desde sua criação até sua atuação como agente financiador da expansão de energia, com predomínio do modelo de *Project Finance*.

O capítulo quatro, por sua vez, dedicou-se ao entendimento das principais características do mecanismo de *Project Finance*, bem como de sua aplicação no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, destacou-se a questão ambiental na atuação do Estado brasileiro como regulador de bens públicos e na concessão de financiamentos, uma vez que a preocupação ambiental tem estado presente nas discussões sobre expansão de capacidade de energia.

Por fim, o capítulo cinco analisou os financiamentos recentes dos três maiores projetos licitados no Novo Modelo do Setor Elétrico, a partir de 2004 – UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte. E, adicionalmente, debruçou-se sobre a evolução das políticas operacionais praticadas pelo BNDES. Desta análise, foi possível destacar as potenciais

iniciativas para incrementar as fontes de recursos para investimentos na infraestrutura de energia elétrica de grande porte, dentre as quais: (i) as debêntures de longo prazo e as novas formas de investimentos através de debêntures de infraestrutura; (ii) as possibilidades de aplicação de recursos de fundos abertos de renda fixa e previdência na infraestrutura energética; (iii) os recursos levantados através de investimentos oriundos de fundos de pensão com participações ou aquisição de debêntures de infraestrutura, visando aumentar rentabilidade de suas carteira; e (iv) o apoio de agências internacionais em recursos e na minimização de riscos.

Como resultado da análise realizada depreende-se que, para o significativo volume de investimentos requerido em geração hídrica de energia elétrica de grande porte, o BNDES persistirá como a principal fonte de recursos. Constatou-se, ademais, que o esforço do Governo em diversificar as fontes de recursos, através das leis e mecanismos mencionados ainda encontra restrições para a inclusão de novos instrumentos de financiamento como aqueles oriundos de aplicações de fundos de investimento em geral e de fundos de pensão, mais especificamente. Dessa forma, a presença do Estado tende a permanecer dominante e a adoção de alternativas resulta na inclusão marginal de outras fontes de recursos.

Deve-se salientar, por fim, que o trabalho deparou-se com limitações, dentre as quais aquelas decorrentes da falta de informações públicas sobre as condições de financiamento de cada projeto. Com efeito, uma vez que a tais projetos são conduzidos através de Sociedades de Propósito Específico, empresas integrantes dessas SPEs não têm a obrigação de divulgá-los de forma detalhada. Além disso, como o instrumento financeiro de debêntures de infraestrutura é muito recente, foram realizadas poucas emissões de títulos dessa natureza, o que limita a análise de demanda por esses títulos, de suas taxas e a comparação com os demais mecanismos disponíveis no mercado de crédito.

Com isso, como inspirações para futuros trabalhos, sugerem-se o aprofundamento de estudos desses novos instrumentos de *funding* e das tendências de mitigação de risco nos projetos de infraestrutura energética de grande porte, especialmente àqueles ligados aos aspectos socioambientais. Além disso, recomenda-se a elaboração de um estudo sobre a capacidade financeira do BNDES, abordando sua relação com o Tesouro Nacional, para averiguar se a atuação observada é sustentável financeiramente.

BIBLIOGRAFIA

ABRAPP – **Fundos de Pensão**. Disponível em:

<<http://www.abrapp.org.br/SitePages/ConsolidadoEstatistico.aspx>>.

Acesso em: 15 jan. 2013.

ALVES, L., UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation: The case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy**, v. 38, p. 6204-6214. 2010.

ANBIMA – **Fundos de Investimento**. Disponível em:

<<http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/estatisticas/ind-de-fundos/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 05 jan. 2013.

ASSAF NETO, A. **Mercado Financeiro**. 6 ed. São Paulo. Atlas, 2005.

BANCO MUNDIAL - **The World Banks role in the Electric Power Sector**. Washington, 1993, pp.19-33.

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma contribuição para o debate**. Rel n. 40995-BR, v. 2. 2008.

BANCO MUNDIAL. **Directions in Hydropower 2009**. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTWAT/Resources/Directions_in_Hydropower_FINAL.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2013.

BANCO MUNDIAL. **Directions in Hydropower: Scaling up for Development 2010**. Disponível

em:<<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11702/552790BRI0PN471Box349443B001PUBLIC1.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 15 mai. 2013.

BEN – **Balanco Energético Nacional**. 2012. Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf>.

Acesso em: 20 out. 2012.

BM&F BOVESPA – **Project Bonds**. Disponível em:

<http://www.bmfbovespa.com.br/juridico/noticias-e-entrevistas/Noticias/091105NotB.asp.>>

Acesso em: 18 jan.2013.

BNDES – **BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – **A Convergência para um Novo Padrão de Financiamento**. Revista do BNDES.

Vol. 13. Nº 26, pp. 293-298. 2006. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev2614.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. - **Energia Elétrica no Brasil – Retrospecto (1997)** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/infra/g7113.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. - **A Expansão do Setor Elétrico 1998** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/infra/g7125.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – **Financiamento de Belo Monte** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2012/energia/20121126_belomonte.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Estreito** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2007/20071220_not284_07.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Foz do Chapecó** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2007/20070716_not163_07.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Jirau** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2009/Energia/20090218_jirau.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Jirau Suplementar** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2012/energia/20120928_jirau.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Santo Antônio** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2008/20081218_not232_08.html

>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Simplício** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2007/20071114_not264_07.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Financiamento de Teles Pires** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Hotsites/Relatorio_Anual_2011/Capitulos/desempenho_operacional/infraestrutura/geracao_de_energia_de_base_hidreletrica.html

>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **O Apoio do BNDES ao Setor Elétrico** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/infra/g7157.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – O Setor Elétrico - Desempenho 93/99. **Informe Infraestrutura**. – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/infra/g7153.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – **Perfil das Concessionárias - Geradoras II BNDES** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/cadernos/env201.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – **Project Finance** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2006/20060522_not069_06.html>. Acesso em: 15 dez.2012.

_____. – **Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro** – Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev2914.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

_____. – **Privatização**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES_Transparente/Privatizacao/pnd.html>. Acesso em: 15 jan. 2011.

BOBBIO, Norberto - **Estado, Governo, Sociedade**: para uma teoria geral da política. Rio de Janeiro. Ed. Paz e Terra, 1987.

BOND, G., CARTER, L. Financing energy projects – Experience of the International Finance Corporation. **Energy Policy**. Vol. 23. Nº 11, p. 967-975. 1995.

BONOMI, C., MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil**: Fundamentos e Estudos de Caso. 3 ed. São Paulo. Atlas, 2008.

BORENSTEIN, C., CAMARGO, C. **O Setor Elétrico no Brasil**: dos desafios do passado às alternativas do futuro. Sagra Luzzatto. Porto Alegre, 1997.

BRASIL. CONAMA. Resolução nº 1, de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental. **Diário Oficial da União**, 17 fev. 1986. Seção 1. p. 2548-2549. Disponível em:

<<http://www.siam.mg.gov.br/sla/download.pdf?idNorma=8902>>. Acesso em: out. 2012.

_____. CONAMA. Resolução nº 6, de 1987. Dispõe sobre licenciamento de obras de grande porte, especialmente geração de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, 22 out. 1987. Seção 1. Disponível em:

<<http://www.siam.mg.gov.br/sla/download.pdf?idNorma=8897>>. Acesso em: out. 2012.

_____. CONAMA. Resolução nº 237, de 1997. Dispõe sobre revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental. **Diário Oficial da União**, 22 dez. 1997. Seção 1. p. 30841-30843.

_____. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988.

_____. Decreto nº 88.351, de 01 de junho de 1983. Disponível em: <<http://www.siam.mg.gov.br/sla/download.pdf?idNorma=3146>>. Acesso em: out. 2012.

_____. Decreto nº 5.184 DE 16 AGOSTO DE 2004. Criação da Empresa de Pesquisa Energética e aprovação do Estatuto Social.

_____. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938.htm>. Acesso em: out. 2012.

_____. Lei nº 7.804, de 18 de julho de 1989. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7804.htm>. Acesso em: out. 2012.

_____. Lei N. 10.847, de 15 de março de 2004. **Criação da EPE**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm>. Acesso em: 21 mar. 2011

_____. Lei N. 12.431, de 24 de junho de 2011. **Debêntures de Infraestrutura**. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2011/lei12431.htm>>. Acesso em: 20 dez. 2012.

_____. Lei N. 12.715, de 17 de setembro de 2012. **Debêntures de Infraestrutura**. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2012/lei12715.htm>>. Acesso em: 20 dez. 2012.

O CAPITAL privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico da Eletropaulo, 1996. (História da energia; v.6)

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **O processo de comercialização**. 2010. Disponível em:

<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=dbaaa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 3 mar. 2011.

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

CETIP. **Títulos de Crédito**. 2013. Disponível em:

<http://www.cetip.com.br/astec/series_v05/paginas/web_v05_template_informacoes_di.asp?str_Modulo=completo&int_Idioma=1&int_Titulo=6&int_NivelBD=2>. Acesso em: 23 jan. 2013.

COOPERS & LYBRAND - **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, MME/ELETRÓBRÁS, junho. 1997. Vol.1: Sumário Executivo.

CORRÊA, M. L. Contribuição para uma história da regulamentação do setor de energia elétrica no Brasil: o Código de Águas de 1934 e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Política & Sociedade**, n. 6, p. 255-291, abr. 2005.

DUNKERLEY, J. Financing the energy sector in developing countries. **Energy Policy**. Vol. 23. Nº11, p. 929-939. 1995.

EIA - **Capacidade Instalada de Energia 2010**. 2012. Disponível em:

<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=alltypes&aid=7&cid=regions&syid=2006&eyid=2010&unit=MK>>. Acesso em: 10 out. 2012.

EIA - **Emissão de CO₂**. 2010. Disponível em:

<<http://www.iea.org/country/maps.asp>>. Acesso em: 12 out. 2012

ENERGIA SUSTENTÁVEL. **Jirau**. Disponível em:

<<http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/>>. Acesso em: 10.dez.2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2011

_____ – **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2011**. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf>. Acesso em: 26.out.2012.

EQUATOR PRINCIPLES. A financial industry benchmark for determining, assessing and managing social and environmental risk in Project financing. Jun. 2006.

ESPOSITO, A. **O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES: Reflexões sobre o Financiamento aos Investimentos e Perspectivas**. Setorial 60 Anos. p. 190-231 BNDES, 2012.

FACURI, M. **A implantação de usinas hidrelétricas e o processo de licenciamento ambiental: a importância da articulação entre os setores elétrico e de meio ambiente no Brasil**. 2004. 77f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia da Energia) – Instituto de Recursos Naturais, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2004.

FARIA, V. C. S., **O papel do Project Finance no financiamento de projetos de energia elétrica: caso da UHE Cana Brava**. 2003. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

FERREIRA, C.K. L. – **A Privatização do Setor Elétrico no Brasil**. 2000. – Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/ocde/ocde06.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2010.

FUNCEF – Quem Somos. Disponível em: <http://www.funcef.com.br/ccom/PageSvr.aspx/Get?id_sec=10>. Acesso em: 15 dez.2012.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Desenvolvimento e Meio Ambiente**. 3 ed. Rev. Ampl. – São Paulo. Edusp, 2008.

GOMES, A., ABARCA, C., FARIA, E., FERNANDES, H. **BNDES 50 Anos - Histórias**

Setoriais: O Setor Elétrico. dez. 2002. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2011.

HAZZAN, S., POMPEO, J. **Matemática Financeira.** 5 ed. São Paulo. Saraiva, 2005.

IBGE. Disponível em: < www.ibge.gov.br>. Acesso em: 18 jan.2013.

JECHOUTEK, K., LAMECH, R. New Directions in the electric power financing. **Energy Policy.** Vol. 23. Nº 11, pp. 941-953. 1995.

KIKERI, S., NELLIS, J., SHIRLEY, M. **Privatization: Lessons of Experience.** Washington D.C. World Bank, 1992.

LEITE, Antônio Dias. **A Energia do Brasil.** 2 ed. Rev. Rio de Janeiro. Elsevier, 2007.

LIGHT – O nascimento da empresa. 2011. Disponível em:

<<http://www.light.com.br/web/institucional/cultura/seculolight/teseculo.asp?mid=8687942772267226>>. Acesso em: 10 mar. 2011.

LIMA, J. L. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984).** Rio de Janeiro. Memória da Eletricidade, 1995.

LORENZO, Helena – **O Setor Elétrico Brasileiro: reavaliando o Passado e Discutindo o**

Futuro – Disponível em: <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/hcdlorenzo1.pdf>>.

Acesso em: 10 dez. 2010.

LUCENA, A., SCHAEFFER, R., SZKLO, A. Least-cost adaption options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. **Global Environmental Change**, v. 20, p.342-350. 2010.

MME – Ministério de Minas e Energia. 2011. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

Acesso em: 10 mar. 2011.

MOREIRA, I.V.D. Avaliação de Impacto Ambiental: instrumento de gestão in Planejamento e Gerenciamento Ambiental, **Cadernos FUNDAP**, ano 9, n. 16. São Paulo. FUNDAP, pp. 54-63. 1989.

OLIVEIRA, A.; ARAUJO, L.– **Diálogos da Energia: reflexões sobre a última década 1994-2004**. Rio de Janeiro: 7Letras, 2005.

OFFE, Claus & RONGE, Volker - Teses sobre a fundamentação do conceito de Estado Capitalista e sobre a pesquisa política de orientação materialista" in **Problemas Estruturais do Estado Capitalista**. Rio de Janeiro. Ed. Tempo Brasileiro, 1984, p. 122-137.

PEARCE, D.W. **Blueprint for a Green Economy. Valuing the Environment**. Londres: Earthscan Publication. pp. 51-81. 1991.

PÊGO FILHO, B., CÂNDIDO JUNIOR, J., PEREIRA, F. **Investimento e Financiamento da Infra-Estrutura no Brasil: 1990/2002**. Rio de Janeiro. Ipea: 1999.

PETROS – Quem Somos. Disponível em:

<https://www.petros.com.br/portal/server.pt?open=512&objID=203&&PageID=129083&mode=2&in_hi_userid=343417&cached=true>. Acesso em: 15.dez.2012.

PINTO JUNIOR., H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro. Elsevier, 2007.

ROSA, L. P., SENRA, P. **Participação Privada na Expansão do Setor Elétrico ou Venda de Empresas Públicas?**. Rio de Janeiro. COPPE/UFRJ, 1995.

RAZAVI, Hossein. **Financing energy projects in emerging economies**. Oklahoma. Penn Well Publishing Company, 1996.

RECEITA DA FAZENDA – **Taxas de Juros**. Disponível em:

<http://www.receita.fazenda.gov.br/Pagamentos/jrselic.htm#Taxa_de_Juros_Selic>. Acesso em: 23 jan.2013.

REIS, R., TEIXEIRA, A., PIRES, M. – OS BENEFÍCIOS DA PRIVATIZAÇÃO: EVIDÊNCIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. **Revista de Contabilidade e Organizações**, v.1, n. 1, p. 56 de 70, set./dez. 2007 – Disponível em:

<http://www.fucape.br/_admin/upload/prod_cientifica/artigo%20-%20RCO%20-%20Rogério%20marcio.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2011

SANTO ANTONIO ENERGIA – **Santo Antônio Energia S.A.** Disponível em:

<<http://www.santoantonioenergia.com.br>>. Acesso em: 15 dez. 2012.

SAUER, I. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. Relatório técnico, Universidade de São Paulo, IEE. São Paulo, 2002.

SIFFERT, N., ALONSO, A., CHAGAS, E., SZUSTER, f., SUSSEKIND, C. – O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, mar 2009. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf>. Acesso em: 3 mar. 2011.

STERNBERG, R. Hydropower's future, the environment, and global electricity systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 713-723. 2010.

TOLMASQUIM, M. T. – **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro. Synergia, 2011.

TOLMASQUIM, M., MOTTA, R., LA ROVERE, E., BARATA, M., MONTEIRO, A. Environmental valuation for long-term strategic planning: the case of the Brazilian Power Sector. **Ecological Economics**, v.37, p. 39-51. 2001.

VINHAES, E. - **Estrutura de Governança e Comportamento Estratégico em Sistemas Elétricos Reestruturados**: uma Abordagem Institucional do Poder de Mercado na Indústria

de Energia Elétrica Brasileira. 2003. 237 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2003.

VALENTE, P. – **Financiamento de Longo Prazo**: Um Roteiro Prático para o BNDES, IFC, FINEP e Outras Instituições. Rio de Janeiro. Elsevier, 2012.

VELASCO, L. Documento histórico: a privatização no Sistema BNDES. **Revista do BNDES**, n. 33. Rio de Janeiro: BNDES, jun. 2010.