DEBORAH WERNER

# Estado, capitais privados e territórios no processo de reconfiguração do setor elétrico brasileiro pós-1990

Tese submetida ao corpo docente do Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutora em Planejamento Urbano e Regional

Orientador Professor Dr. Carlos Bernardo Vainer

Rio de Janeiro
2016

DEBORAH WERNER

# Estado, capitais privados e territórios no processo de reconfiguração do setor elétrico brasileiro pós-1990

Tese submetida ao corpo docente do Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutora em Planejamento Urbano e Regional

Aprovado em:10/10/2016

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Dr. Carlos Bernardo Vainer (Orientador)
Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional (IPPUR/UFRJ)

_____

Prof. Dr. Carlos Antônio Brandão
Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional (IPPUR/UFRJ)

_____

Prof. Dr. Ildo Sauer
Instituto de Energia e Ambiente (IEE/USP)

_____

Dr. Aurélio Viana
Fundação Ford

_____

Prof. Dr. Javier Walter Ghibaudi
Faculdade de Economia – FE/UFF

CIP - Catalogação na Publicação

W492e

Werner, Deborah
Estado, capitais privados e territórios no processo de reconfiguração do setor elétrico brasileiro pós-1990 / Deborah Werner. -- Rio de Janeiro, 2016.
434 f.

Orientador: Carlos Bernardo Vainer.
Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, Programa de Pós-Graduação em Planejamento Urbano e Regional, 2016.

1. Serviços de Eletricidade (Brasil). 2. Reforma Administrativa (Brasil). 3. Sistemas de Energia Elétrica - controle (Brasil). 4. Industrialização (Brasil). 5. Planejamento Urbano e Regional (Brasil). I. Vainer, Carlos Bernardo, orient. II. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

*Dedico a todos que acreditam e lutam pela Universidade Pública, gratuita e de qualidade, contra todo e qualquer retrocesso.*
*Dedico aos meus mestres, que contribuíram para minha trajetória.*
*Dedico aos meus pais, pelo apoio incondicional.*

## AGRADECIMENTOS

Após o longo percurso até a finalização do trabalho que ora se materializa, agradecer àqueles que contribuíram para a sua realização não é tarefa fácil. O risco de deixar de lembrar de alguém é grande, porém omitir “os agradecimentos” não seria justo. Portanto, peço perdão por qualquer omissão.

Começo pelos tempos campineiros, quando recebi o incentivo de desbravar outros caminhos e buscar novos olhares. Agradeço ao Professor Humberto Miranda do Nascimento, meu orientador de mestrado, pelo incentivo em continuar a pesquisa.

Agradeço ao Professor Carlos Antônio Brandão, pela sempre incansável generosidade em contribuir, compartilhar e ensinar. Grande foi a alegria de tê-lo como Professor durante os anos de mestrado e doutorado.

Diante da escolha em trilhar o doutorado no Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, agradeço ao meu orientador, Professor Carlos Bernardo Vainer. Para além da orientação dos rumos da pesquisa, extremamente profícua, ressalto o convívio inspirador, que nos ensina que a transformação almejada se dá fora dos muros da Universidade. Com ele aprendi o sentido da *práxis.*

Ao Professor Henri Acselrad, pela disposição em estabelecer ricos diálogos, compartilhar ideias e propor atividades, com algumas das quais tive a honra de contribuir. Aos Professores Orlando Alves dos Santos Júnior e Pedro de Novais Lima Jr. pelos anos de convívio e aprendizado no Colegiado. Ao mencioná-los, estendo meu agradecimento aos demais professores do IPPUR que tanto contribuíram para a obtenção deste título.

Agradeço ao Professor Afrânio Garcia, pela receptividade e sempre generosa orientação durante o estágio doutoral na École des Hautes Études en Sciences Sociales, em Paris, França. Estendo meu agradecimento aos colegas com quem convivi no *Groupe de Réflexion Sur le Brésil Contemporain*.

Agradeço aos técnicos do IPPUR, pela atenção e disponibilidade em contribuir para a realização do doutorado.

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), por financiarem o doutorado e o estágio doutoral no exterior

(bolsa sanduíche), respectivamente. À Fundação Ford, pelo financiamento da pesquisa referente ao BNDES.

Agradeço aos colaboradores da Memória da Eletricidade, por dispor de importante fonte de pesquisa. Aos especialistas entrevistados durante a realização do trabalho, em especial: Flávio Decat, Luís Pinguelli Rosa, Roberto D'Áraújo, José da Costa Carvalho Neto, Paulo Cachapuz, Nelson Siffert e Luiz Carlos Bresser-Pereira.

Agradeço as contribuições recebidas da banca de qualificação: Hipólita Siqueira, Flávia Vieira e Carlos Antônio Brandão; e da banca de defesa: Ildo Sauer, Carlos Antônio Brandão, Javier Ghibaudi e Aurélio Vianna.

Aos meus colegas do Doutorado/2012, ressalto o espírito coletivo e cooperativo que sempre se fez presente, nos debates, nas contribuições, nas trocas de experiência. Sem dúvida, de colegas nos tornamos amigos e por isso toda minha gratidão por terem feito dos anos de doutorado um período mais leve. Com certeza, merecemos uma festa de formatura.

Ao "grupo do BNDES", Flávia, Carla, Javier, Novoa, e Professor Vainer, que ainda na primeira formação me receberam e compartilharam comigo a árdua tarefa de compreender o famigerado capitalismo à brasileira. Esses têm sido anos de grande aprendizado. Em decorrência do grupo tive o privilégio de entrevistar, entre tantos nomes, Maria da Conceição Tavares e Carlos Lessa, o que para mim foi um momento de grande emoção.

Aos amigos que fiz no Rio de Janeiro, Carla e Igor, sempre com a casa aberta e a acolhida certeira; Tiago, grande amigo com quem tive a sorte de contar também no Recife, que junto com o Rafael, acalentam a saudade; Endyra, pela sempre disposição à boa conversa; Hipólita, pelos ensinamentos e amizade; aos queridos da Turma do Mestrado de 2012. A todos vocês, minha gratidão pelos anos de convívio.

Aos companheiros do Comitê Popular da Copa e Olimpíadas com quem compartilhei momentos de derrotas e vitórias.

Aos amigos de Paris e de toda a vida: Amaral, Carol, Elis e Janaína, obrigada por fazerem da cidade Luz ainda mais iluminada. Que possamos estar sempre por perto. Agradeço também a todos que dividiram comigo as aventuras do "cinquième étage".

Aos queridos familiares que nos acolheram no retorno ao Rio de Janeiro, meu carinho e gratidão. À minha querida amiga e madrinha Andrea, dos tempos de Paracatu aos dias de sol na princesinha do mar!

Já no Recife, agradeço o apoio e os momentos desfrutados com a família de Aldeia, que se tornou também a minha família.

Agradeço aos amigos da Faculdade Damas, em especial a Nádia, Luís, Pedro, Luciana e Artemis, pela carinhosa acolhida.

Por fim, mas não menos importante, agradeço ao Lucas, meu amigo, companheiro, cúmplice, meu amor. Qualquer palavra seria insuficiente para agradecer todo seu apoio, contribuição e paciência para que eu chegasse até aqui.

À minha irmã, Ana Beatriz, fonte de inspiração e saudade, agradeço o amor incondicional.

Agradeço à minha querida mãezinha, por estar sempre presente com palavras de incentivo e de amor; por se manter forte e guerreira, sem jamais esmorecer ou perder a ternura.

Ao meu pai, pelo incentivo e apoio em desvendar o seu cotidiano.

“Nesse aspecto estrutural reside o núcleo permanente do caráter ‘associado’ de nossa burguesia nacional, sempre dependente das finanças públicas e das benesses do Estado (...)”

Maria da Conceição Tavares

“O desenvolvimento é a transformação do conjunto das estruturas de uma sociedade em função de objetivos que se propõe alcançar essa sociedade. O primeiro problema é definir o campo de opções que se abre à coletividade. Em seguida, apresenta-se o problema de identificar, entre essas opções, as que se apresentam como *possibilidade política*, isto é, aquelas que, correspondendo a aspirações da coletividade, podem ser levadas à prática por forças políticas capazes de exercer um papel hegemônico no sistema de poder”.

Celso Furtado

“Toda ciência seria supérflua se a forma de manifestação e a essência das coisas coincidissem imediatamente”.

Karl Marx

“Na sua opinião, o que ele poderia responder se lhe dissessem que, antes, ele só via coisas sem consistência, que agora ele está mais perto da realidade, voltado para objetos mais reais, e que está vendo melhor? O que ele responderia se lhe designassem cada um dos objetos que desfilam, obrigando-o com perguntas, a dizer o que são? Não acha que ele ficaria embaraçado e que as sombras que ele via antes lhe pareceriam mais verdadeiras do que os objetos que lhe mostram agora? ”

Platão

## RESUMO

A pesquisa de tese teve como objetivo analisar a reconfiguração do setor elétrico brasileiro, resultante das reformas das décadas de 1990 e 2000, para compreender tais mudanças à luz da dinâmica de acumulação do país e sua inserção internacional. A partir das reformas, evidencia-se que os agentes setoriais se relacionam a eixos estruturantes do padrão de acumulação em curso, vinculados principalmente à construção civil, à exportação de *commodities* minerais e à acumulação financeira, o que será corroborado a partir da identificação das empresas que atuam como agentes de geração. Nesse sentido, tem-se como hipótese que a reestruturação do setor elétrico, resultante das reformas, permitiu que determinados grupos econômicos, relacionados a um certo padrão de acumulação, articulassem seus interesses à dinâmica setorial, o que envolveu inclusive a atuação direta desses grupos na geração de energia elétrica, bem como a ação do Estado, consolidando tais interesses. A análise foi realizada a partir dos dados referentes à cadeia societária das usinas hidrelétricas (UHE) em operação, em construção, parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A pesquisa também analisou o papel do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) nos investimentos setoriais. Com relação ao Estado, ainda que as reformas das décadas de 1990 e 2000 tenham buscado implementar mecanismos de mercado, de modo a atrair capitais privados para a realização dos investimentos, isso não significou redução da atuação estatal. Os investimentos, mesmo nos projetos relacionados ao ciclo de expansão recente, contam com empresas estatais enquanto sócias em sociedades de propósitos específicos (SPEs). Além das empresas controladas pela administração pública, participam dos arranjos societários setoriais fundos de pensão de empresas estatais e fundos de investimento. Destaque-se ainda a atuação do BNDES, principal financiador de longo prazo dos projetos setoriais. Em linhas gerais, o setor elétrico brasileiro, a partir da identificação de interesses dominantes e das relações intersetoriais, foi compreendido na pesquisa não apenas enquanto aquele capaz de responder às necessidades de fornecimento de energia elétrica enquanto insumo para o desenvolvimento – o que prevalece no discurso setorial – mas como um espaço

capaz de conformar e consolidar decisões e interesses de grupos dominantes que estruturam a dinâmica de acumulação em curso no país.

**Palavras-chave:** Serviços de Eletricidade. Reforma Administrativa. Sistemas de Energia Elétrica – controle. Industrialização. Planejamento Urbano e Regional.

**ABSTRACT**

The thesis research was to analyze the reconfiguration of the Brazilian electric sector, resulting from reforms of the 1990s and 2000 to understand these changes in light of the country's accumulation dynamics and its international insertion. From the reforms, it is evident that the sector agents relate to structural axes of the pattern of ongoing accumulation, mainly related to construction, the export of mineral commodities and financial accumulation, which will be supported from the identification of companies that act as generation agents. In this sense, it has been hypothesized that the restructuring of the electricity sector, resulting from the reforms, allowed certain economic groups, related to a certain pattern of accumulation, articulate their interests to the sector dynamics, which even involved the direct participation of these groups in generation of electricity, as well as the action of the state, consolidating those interests. The analysis was performed from the data concerning the corporate chain of hydroelectric power plants (HPP) in operation, under construction, wind farms and small hydroelectric plants (PCH) provided by the National Electric Energy Agency (ANEEL). The survey also examined the role of the National Bank for Economic and Social Development (BNDES) in sector investments. Regarding the State, although the reforms of the 1990s and 2000 have sought to implement market mechanisms to attract private capital for the investments, that did not mean reduction of state action. Investments, even in projects related to the recent cycle of expansion, rely on state-owned enterprises as partners in special purpose entities (SPEs). In addition to the companies controlled by the government, participate in sectoral corporate arrangements pension funds of state-owned companies and investment funds. A highlight is the performance of the BNDES, the main funder of long-term sector projects. In general, the Brazilian electricity sector, from the identification of dominant interests and intersectoral relations, was understood in research not only as the one able to meet the needs of electricity supply as input for the development - which prevails in speech industry - but as a space able to conform and consolidate decisions and dominant interest groups that shape the ongoing accumulation dynamics in the country.

**Keywords:** Electricity Services. Administrative Reform. Electric Power Systems - control. Industrialization. Urban and Regional Planning.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3. 1 - Evolução da capacidade instalada de energia elétrica por fonte: 1963-1986 ..... 114

Tabela 6. 1 - Usinas Hidrelétricas em operação: Capacidade Instalada/Região, 2015.....246
Tabela 6. 2 - Usinas Hidrelétricas em operação: distribuição das usinas hidrelétricas do PAC por Região (2015).....248
Tabela 6. 3 - Participação das estatais em usinas hidrelétricas em operação, 2015.....253
Tabela 6. 4 - Participação de Estatais e Empresas de Economia Mista no Programa de Aceleração do Crescimento – 2015.....259
Tabela 6. 5 - Participação das empresas multinacionais nas usinas hidrelétricas em operação – 2015.....262
Tabela 6. 6 - Participação de multinacionais de energia elétrica no Programa de Aceleração do Crescimento, 2015.....263
Tabela 6. 7 - Participação das multinacionais nas UHEs do PAC por região (2015).....267
Tabela 6. 8 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em usinas hidrelétricas (2015).....273
Tabela 6. 9 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em usinas hidrelétricas no PAC (2015)..... 278
Tabela 6. 10 - Participação das empresas de mineração e siderurgia nas usinas hidrelétricas em operação (2015).....280
Tabela 6. 11 - Participação dos fundos de pensão em empreendimentos hidrelétricos (2015).....285
Tabela 6. 12 - Participação de empresas de atividades de serviços financeiros nas UHE em operação (2015).....287
Tabela 6. 13 - Participação das UHE em construção por região (2015)..... 291
Tabela 6. 14 - UHEs em construção: participação de Empresas Estatais e de Economia Mista (2015).....292
Tabela 6. 15 - UHEs em construção: participação das empresas multinacionais (2015).....296

Tabela 7. 1 - Distribuição de pequenas centrais hidrelétricas por região, 2015..... 317
Tabela 7. 2 - Tabela 7.2. Participação das estatais e empresas de economia mista nas PCH, 2015 ..... 318
Tabela 7. 3 - Participação de empresas nacionais nas PCHs, 2015 ..... 320
Tabela 7. 4 - Participação de empresas multinacionais em PCHs, 2015 ..... 322
Tabela 7. 5 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em PCHs em operação, 2015 ..... 325
Tabela 7. 6 - Participação de empresas atividades de serviços financeiros em PCH em operação, 2015.....327
Tabela 7. 7 - Participação das empresas de mineração e siderurgia em pequenas centrais hidrelétrica, 2015.....330
Tabela 7. 8 - Distribuição regional dos parques eólicos, 2016 ..... 337
Tabela 7. 9 - Distribuição de eólicas por unidades federativas: região Nordeste, 2016 ..... 337
Tabela 7. 10 - Distribuição de eólicas por unidades federativas: região Sul..... 338

Tabela 7. 11 - Distribuição de eólicas por unidades federativas: região Sul ..... 342
Tabela 7. 12 - Participação das empresas multinacionais nos parques eólicos, 2016 ..... 344
Tabela 7. 13 - Participação de fornecedores de aerogeradores na capacidade instalada, 2016 ..... 349
Tabela 7. 14 - Participação das empresas de infraestrutura e serviços de engenharia em parques eólicos, 2016 ..... 353
Tabela 7. 15 - Participação das atividades de serviços financeiros em parques eólicos, 2016 ..... 356
Tabela 7. 16 - Participação dos fundos de pensão nas eólicas, 2016 ..... 359

Tabela 8. 1 - Contratos de operações diretas e indiretas não automáticas, conforme áreas operacionais do BNDES, 2002-2014 ..... 381
Tabela 8. 2 - Participação e Variação Anual dos desembolsos da Área de Infraestrutura, 2002-2014 ..... 382
Tabela 8. 3 - BNDES: Participação dos Contratos da Área de Infraestrutura, conforme CNAE 2.0, 2002-2014 ..... 384
Tabela 8. 4 - Contratos referentes ao setor elétrico, conforme forma de apoio BNDES, 2002-2014 ..... 387
Tabela 8. 5 - Participação dos contratos, a partir do valor das contratações por fonte de energia, 2002-2014 ..... 392
Tabela 8. 6 - BNDES: Participação dos contratos, a partir do número de contratações por fonte de energia, 2002-2014 ..... 393
Tabela 8. 7 - Participação de hidrelétricas no financiamento dos projetos relacionados à Eletricidade, Gás e outras utilidades, 2002-2014 ..... 394
Tabela 8. 8 - BNDES: Participação de fonte de energia por região, conforme número de contratos, 2002-2014 ..... 396

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico I. 1 - Consumo de Energia em Indústrias Energointensivas ..... 28
Gráfico I. 2 - Intensidade Energética de Alguns Setores Industriais ..... 29

Gráfico 2. 1 - Evolução de índices médios de preços de commodities, conforme tipologia. 2010-2015 (2005=100) ..... 93

Gráfico 4. 1 - Capacidade Instalada e Consumo de Eletricidade, 1990-2000 ..... 160

Gráfico 6. 1 - Capacidade Instalada por tipo de fonte em dezembro de 2014 ..... 241
Gráfico 6. 2 - Investimentos públicos federais (1947-2010) ..... 244
Gráfico 6. 3 Participação das fontes de produção por região ao final de 2018 e de 2024 ..... 249
Gráfico 6. 4 - Constituição do Consórcio Construtor Belo Monte (CCBM) ..... 301

Gráfico 7. 1 - Potência instalada por parques eólicos em operação por unidade da federação ..... 338
Gráfico 7. 2 - Potência instalada por parques eólicos em construção por unidade da federação ..... 339

Gráfico 8. 1 - BNDES: Participação do número de contratos da Área de Infraestrutura, conforme CNAE 2.0, 2002-2014 ..... 384
Gráfico 8. 2 - Participação dos contratos da Área de Infraestrutura, por valores, conforme CNAE 2.0, 2002-2014 ..... 385
Gráfico 8. 3 - BNDES: Participação por atividade setorial, conforme número de contratos, 2002-2014 ..... 388

Gráfico 8. 4 - BNDES: Participação da atividade setorial, conforme valores dos contratos, 2002-2014 ..... 389

## LISTA DE QUADROS

Quadro 3. 1 - Principais empresas construtoras (1960-1978) ..... 122

Quadro 4. 1 - Empresas elétricas distribuidoras privatizadas e seus compradores ..... 173
Quadro 4. 2 - Principais grupos estrangeiros no setor elétrico brasileiro em agosto de 2000 ..... 174
Quadro 4. 3 - Empresas elétricas geradoras privatizadas e seus compradores ..... 175

Quadro 5. 1 - Autores do estudo “Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro” ..... 186
Quadro 5. 2 - Participantes dos debates ..... 186
Quadro 5. 3 - Características do Ambiente de Contratação Livre e Ambiente de Contratação Regulada ..... 197

Quadro 7. 1 - Localização de empresas multinacionais de aerogeradores no Brasil ..... 350

## LISTA DE BOX

Box 3. 1 - A visão integrada e o consórcio Canambra ..... 112

Box 4. 1 - Sistema Elétrico Brasileiro na década de 1990 ..... 154

Box 5. 1 - Programa Luz Para Todos ..... 203

## LISTA DE FIGURAS

Figura 5. 1 - Etapas da Contratação de energia no ACR ..... 196

Figura 8. 1 - Evolução da Transmissão, segundo Ministério de Minas e Energia - Eletrobrás 2000-2023 ..... 391

## SIGLAS E ABREVIATURAS

ASMAE - Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD - Banco Internacional para a Reconstrução e Desenvolvimento/Banco Mundial
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRICS - Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul
CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CASHEE - Comissão de Análise do Sistema Hidroenergético de Energia Elétrica
CCC - Conta Consumo de Combustível
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG - Contrato de Constituição de Garantias
CCPE - Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CESP - Companhia Energética de São Paulo
CGSE - Câmara de Gestão do Setor Elétrico
CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CCON - Comitê de Operação do Norte-Nordeste
CFLCL - Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina
CPFL - Companhia Paulista Força e Luz
CSN - Companhia Siderurgia Nacional
CVRD - Companhia Vale do Rio Doce
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
Eletrosul - Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EIA - Estudo de Impacto Ambiental
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FIESP - Federação de Indústrias de São Paulo
FFE - Fundo Federal de Eletrificação
GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica
IUCN - União Internacional para a Conservação da Natureza
MAB - Movimento de Atingidos por Barragens
MAE - Mercado Atacadista de Energia
MARE - Ministério da Administração Federal e Reforma de Estado
MME - Ministério de Minas e Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema
PAC - Programa de Aceleração do Crescimento

PEPE - Programa de Estímulos as Privatizações Estaduais
PND - Programa Nacional de Desestatização
II PND – Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento
PPT - Programa Prioritário de Termelétricas
PROCEL - Programa de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA - Programa de Incentivo às Energias Alternativas
PT - Partido dos Trabalhadores
RECAO - Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta de Energia
REVISE - Revisão Institucional do Setor
RGG - Reserva Global de Garantia
RGR - Reserva Global de Reversão
RIMA - Relatório de Impacto de Meio Ambiente
SIN - Sistema Interligado Nacional
SPE - Sociedade de Propósito Específico
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

# SUMÁRIO

**1 INTRODUÇÃO ..... 19**

**CAPÍTULO 1. A ATUAÇÃO DO ESTADO NO PROCESSO DE ACUMULAÇÃO CAPITALISTA..... 39**

1.1 A natureza do Estado capitalista 40

1.2 O papel do Estado junto às classes subalternas 50

1.3 Reestruturação do Estado sob o neoliberalismo 53

1.4 A relação entre infraestrutura e acumulação de capital 60

Considerações do capítulo 71

**CAPÍTULO 2. PROCESSO DE ACUMULAÇÃO DE CAPITAL NO BRASIL: BASE PARA A DINÂMICA DO SETOR ELÉTRICO ..... 73**

2.1. Do Brasil colônia à industrialização: as três primeiras fases da inserção internacional 73

2.2. Quarta e quinta fases do desenvolvimento dependente: a vertente financeira enquanto padrão de acumulação 84

Considerações do capítulo 95

**CAPÍTULO 3. AUGE E DECLÍNIO DO SETOR PRODUTIVO ESTATAL DE ENERGIA ELÉTRICA ..... 96**

3.1. Consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica no processo de industrialização 96

3.2. O II PND 115

3.3. A falência do modelo estatal e os ensaios de reestruturação setorial 123

Considerações do capítulo 129

**CAPÍTULO 4. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DÉCADA DE 1990 ..... 131**

4.1. O ajuste estrutural neoliberal e a reforma setorial 131

4.2. As primeiras medidas de reestruturação setorial: Fernando Collor (1990-1992) e Itamar Franco (1993-1994) 141

4.3. Avanço da reforma setorial: Fernando Henrique Cardoso (1994-1998; 1999-2002) 146

4.4. O racionamento energético de 2001 158

4.5. A reestruturação patrimonial resultante das privatizações 167

Considerações do capítulo 180

**CAPÍTULO 5. O MARCO REGULATÓRIO DE 2004: NOVAS ARTICULAÇÕES ENTRE ESTADO E CAPITAL PRIVADO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ..... 182**

5.1. Antecedentes da Reforma Setorial de 2004 182

5.2. O novo marco regulatório de 2004 188

5.3 A atuação das estatais após o marco regulatório de 2004 201

5.3.1. A lei das licitações e as parcerias público-privadas 204

5.3.2. A Lei 12.783, de 2013 e novos conflitos quanto à atuação das estatais no setor elétrico brasileiro 218

5.4. O marco regulatório de 2004, dez anos depois 223

Considerações do capítulo 233

**CAPÍTULO 6. ESTADO E FRAÇÕES DE CAPITAL NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL PÓS-2004 ..... 236**

6.1 Usinas Hidrelétricas em operação 245

6.2 Usinas Hidrelétricas em construção 290

Considerações do capítulo 304

**CAPÍTULO 7. ESTADO E FRAÇÕES DE CAPITAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES ALTERNATIVAS: PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs) E EÓLICAS ..... 308**

7.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas 310

7.2 Parques Eólicos 333

Considerações do capítulo 362

**CAPÍTULO 8. A ATUAÇÃO DO BNDES NA POLÍTICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: 2002-2014 ..... 365**

8.1 A atuação do BNDES no setor elétrico brasileiro em perspectiva histórica 366

8.2 A retomada da atuação do BNDES como agente financeiro setorial e o modelo de *project finance* 371

8.3 A atuação do BNDES como instrumento de política setorial no período 2002-2014 377

8.4. As contratações do setor elétrico junto ao BNDES 386

8.5 Contratos de geração por regiões 395

Considerações do capítulo 398

**CONCLUSÃO ..... 400**

**REFERÊNCIAS ..... 410**

# 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por profundas transformações a partir dos anos de 1990, na esteira da reconfiguração das relações entre Estado e economia no Brasil. Em nível internacional, as mudanças responderam à reestruturação do capitalismo na década de setenta, quando da ruptura do acordo de *Bretton Woods* (1944-1971), que culminou na transição do padrão de acumulação fordista ou industrial para a acumulação sob dominância financeira (BRAGA, 1985). Tal processo ocorreu em concomitância ao questionamento quanto ao modo de atuação do Estado "keynesiano", ou o *welfare state*, em favor de políticas neoliberais.

No Brasil, as transformações na dinâmica da acumulação, em um primeiro momento, foram assumidas pelo Estado como uma oportunidade para aprofundar o projeto desenvolvimentista, cujo objetivo central era avançar no processo de industrialização, por meio da diversificação da estrutura produtiva e ampliação da pauta exportadora no que se refere aos produtos de maior valor agregado. A estratégia para se atender ao projeto nacional de "Brasil-potência" se expressou no II Plano Nacional de Desenvolvimento (1975-1979), um pacote de investimentos em projetos energéticos (hidrelétricos, nuclear, álcool), petroquímicos, rodovias, sistemas portuários, entre outros.

A concepção do projeto, no entanto, detinha uma fragilidade: o modelo de financiamento baseado no endividamento externo. Diante do cenário financeiro internacional instável dos anos de 1970, o projeto do II PND foi comprometido pela elevação da taxa de juros americana, em 1979, e consequente encarecimento do custo de capital, acompanhados de duas crises do petróleo (1973-1979).

Os anos de 1980 foram marcados pela crise fiscal, financeira e política do Estado brasileiro, quando passaram a predominar políticas econômicas de curto-prazo, expressas através de sucessivos e fracassados planos econômicos de combate à inflação. O forte endividamento dos países periféricos, e do Brasil em particular, acabou por submetê-los às orientações e condicionantes do Fundo Monetário Internacional (FMI) que, inspirado no Consenso de Washington de 1989, determinaria o "ajuste estrutural" aos países endividados. Tais ajustes envolveram políticas restritivas de controle fiscal e monetário, reestruturação das funções do Estado (que deveria abdicar de suas funções produtoras e empreendedoras),

privatizações, desregulamentações, reformas regulatórias e institucionais capazes de permitir mais autonomia aos mercados (CANO, 2000).

É nesse contexto que, na década de 1990, aprofundam-se as reformas no setor elétrico brasileiro (SEB), na esteira da implementação de políticas neoliberais, que permitiram a abertura setorial aos capitais privados, nacionais e estrangeiros, no suprimento da demanda de energia elétrica, o que representou a ruptura do monopólio do Estado sobre o setor. Com as reformas dos anos de 1990, foram estabelecidos mecanismos de mercado nas políticas de geração e distribuição, o que remete ao caráter privado da reestruturação setorial.

Além disso, uma vez que a reestruturação permitiu que os grandes projetos de investimento se consolidassem mediante a participação de grandes grupos nacionais e internacionais – que passaram a ter na produção de energia elétrica fonte de lucro – as dinâmicas territoriais das regiões apropriadas para a produção energética passaram a ser influenciadas por determinantes relacionados à busca do capital por espaços de valorização, em um ambiente globalizado.

Com relação a esse aspecto, o histórico do setor elétrico brasileiro, que se constituiu em bases estatais para atender ao projeto nacional de industrialização, seguiu o padrão que caracteriza a instalação de hidrelétricas em todo o mundo, promovendo deslocamentos compulsórios de população, inviabilização de terras agricultáveis, fluxos migratórios, depleção de fauna e flora, perdas ao patrimônio cultural e arqueológico, alagamentos de cidades e infraestruturas, indenizações e reparações incapazes de responder aos danos econômicos, sociais e ambientais para as famílias atingidas por barragens, entre outras implicações.

Para responder à crescente pressão realizada pelas críticas e reivindicações levantadas por movimentos de resistência em torno da implantação de empreendimentos impactantes ao meio ambiente e às populações de modo geral, desde a década de 1980, assistiu-se à implantação progressiva de mecanismos legais e agências com o encargo de regular a implantação desses empreendimentos, incluindo as barragens. A questão ambiental passou a ser considerada na agenda de organismos internacionais, como o Banco Mundial (BIRD), a Cooperação Financeira Internacional e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outras agências multilaterais, que estabeleceram requisitos ambientais mínimos para o apoio financeiro aos projetos.

Em 1998, foi constituída a Comissão Mundial de Barragens como desdobramento do encontro promovido pelo Banco Mundial, no ano anterior, em colaboração com a ONG União Internacional para a Conservação da Natureza (IUCN) para apresentar relatório de análise e avaliação de 50 grandes barragens. A Comissão Mundial de Barragens (CMB) reconheceu que as barragens haviam trazido importante contribuição ao desenvolvimento, porém implicaram em significativos impactos negativos, sociais e ambientais, sendo os esforços para mitigá-los insuficientes.

No caso do Brasil, desde a década de 1980, foram estabelecidos marcos legais concernentes a regularização de empreendimentos impactantes ao meio ambiente, como a obrigatoriedade do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) para fins de licenciamento. As lutas e reivindicações pelo reconhecimento dos direitos dos atingidos resultaram na criação do Movimento de Atingidos por Barragens (MAB), em 1991. Outras ações e marcos legais ocorreram no âmbito do Ministério Público e mesmo da Eletrobrás. Conforme o Conselho de Defesa dos Direitos da Pessoa Humana, no Relatório elaborado pela Comissão Especial “Atingidos por Barragens” (2011)[1],

> o período foi extremamente relevante para a concepção, criação, instauração e consolidação de um aparato institucional e técnico-operacional, que permitiria - ou obrigaria, em alguns casos - as empresas do Setor Elétrico a atender às exigências legais. Foram criados departamentos de meio ambiente nas empresas do setor elétrico, contrataram-se e formaram-se quadros técnicos habilitados a incorporar a dimensão ambiental ao planejamento e execução dos projetos hidrelétricos e conduzir negociações com as populações afetadas e suas organizações representativas (CDDPH, 2011, p.19).

Ressalta-se, no entanto, que o período coincidiu com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, que ampliou a participação de empresas privadas na geração e distribuição de energia elétrica e na implantação e operação de barragens com fins energéticos, tendo como consequência que cada empreendimento passasse a ser objeto de licitação específica. Com o marco regulatório de 2004, os estudos de

[1] A Comissão Especial Atingidos por Barragens foi criada para apurar denúncias realizadas por parte do Movimento de Atingidos por Barragens (MAB) junto ao Conselho de Defesa dos Direitos da Pessoa Humana (CDDPH), sobre a criminalização contra os defensores de direitos humanos na implantação de hidrelétricas na Bacia do Rio Uruguai. A Comissão, no entanto, a partir de estudos de caso, apurou violações de direitos humanos para além daquelas que provocaram as denúncias. Tais violações e recomendações compuseram o Relatório Final da Comissão Especial Atingidos por Barragens, lançado em 2011.

viabilidade deixaram de ser de responsabilidade do empreendedor, que somente será conhecido após a licitação do aproveitamento, ocorrendo apenas após a licença prévia.

Por esse aspecto, os compromissos firmados pela Eletrobrás ao longo da década de 1980, enquanto principal geradora do país, não mais corresponderiam ao modo de atuação do conjunto das empresas do setor elétrico, que teve seu escopo ampliado a partir das reformas setoriais da década de 1990 e 2000.

Os trabalhos da Comissão Especial “Atingidos por Barragens” atestaram as violações de direitos humanos no âmbito da instalação de barragens e reivindicaram que os seguintes direitos fossem garantidos: i) Direito à Informação e à participação; ii) Direito à liberdade de reunião, associação e expressão; iii) Direito ao trabalho e a um padrão digno de vida; iv) Direito à moradia adequada; v) Direito à educação; vi) Direito a um ambiente saudável e à saúde; vii) Direito à melhoria contínua das condições de vida; viii) Direito à plena reparação das perdas; ix) Direito à justa negociação e tratamento isonômico, conforme critérios transparentes e coletivamente acordados; x) Direito de ir e vir; xi) Direito à cultura, às práticas e aos modos de vida tradicionais, assim como ao acesso e preservação de bens culturais, materiais e imateriais; xii) Direitos dos povos indígenas, quilombolas e comunidades tradicionais; xiii) Direito de grupos vulneráveis à proteção especial; xiv) Direito de proteção à família e a laços de solidariedade social ou comunitária; xv) Direito de acesso à justiça e a razoável duração do processo judicial; e xvi) Direito à Reparação por perdas passadas. Para cada um, a Comissão estabeleceu medidas cabíveis para o seu cumprimento (COMISSÃO ESPECIAL ATINGIDOS POR BARRAGENS, 2011).

Acselrad *et al.* (2013) afirmam que os conflitos sociais e ambientais no âmbito deste setor evidenciam as distintas concepções quanto ao entendimento sobre “meio ambiente” e “desenvolvimento” entre os sujeitos envolvidos no processo de instalação de plantas elétricas. Por um lado, os defensores dos projetos argumentam que seus impactos seriam transitórios e compensados pelos benefícios decorrentes da ampliação da infraestrutura, geração de empregos e melhoria na qualidade de vida na região afetada e no conjunto do país. Em contraposição, os movimentos e organizações representativas de populações atingidas por barragens destacam as interferências nos seus modos de vida pretéritos e a profunda transformação do meio ambiente físico e construído acarretado pelos projetos.

Carlos Vainer, em ocasião do *Seminário Nacional sobre o Modelo Energético: Atualidade e Perspectivas*, promovido pela mesa de diálogos sobre energia, da Secretaria Geral da Presidência da República e Plataforma Operária e Camponesa Para Energia, realizado em Brasília, em 20 de abril de 2012, destacou que

> Um olhar retrospectivo para a história da energia brasileira e, de modo particular, para os processos de concepção, elaboração, implementação e avaliação de políticas energéticas, e de políticas para o setor elétrico brasileiro de maneira mais específica, nos mostra que esta história tem sido profundamente marcada por um viés autoritário, totalitário mesmo. (…) As políticas, as formas de produzir e consumir energia, as formas através das quais as empresas privadas se assenhorearam da propriedade, do acesso, controle e uso de recursos energéticos raras vezes foi objeto de um amplo e democrático debate (VAINER, 2012, Estado e Sociedade no Planejamento e Organização da Indústria Energética [Mimeo]).

O autoritarismo a que se refere o autor não se relaciona apenas ao fato de muitos dos projetos terem sido originários no período ditatorial (1964-1985), mas ao seu processo decisório quando do período democrático, restrito aos agentes setoriais, políticos, empresas e técnicos, sobretudo após a privatização (VAINER, 2007). Tal aspecto impossibilita uma efetiva participação democrática, em que a população, eventualmente, discuta, questione e/ou aponte a viabilidade ou inviabilidade do projeto ainda na etapa decisória, o que só ocorre - quando ocorre - em meio às lutas de resistência aos projetos.

Vainer (2007) ressalta a ausência de participação da sociedade no planejamento setorial, impermeável a uma ampla discussão acerca dos fins aos quais deve atender a expansão setorial. Ainda que ocorram audiências públicas, etapa do processo de licenciamento em que, teoricamente, estaria garantida pela legislação ambiental a participação social, a mesma se encerraria nesta fase, não fossem as lutas e reivindicações dos movimentos sociais, que buscam ser sujeitos do processo de instalação dos projetos.

Por esse aspecto, as populações identificam as audiências públicas mais como um rito do processo de implementação, que concorre para legitimar a necessidade do empreendimento, do que uma possibilidade de que as oitivas interfiram no processo decisório de instalação dos mesmos, em geral já definido favoravelmente antes que o projeto receba as contribuições da sociedade (LEMOS, 2009; WERNER, 2011).

Os questionamentos quanto aos impactos do modelo de atuação do setor elétrico estão nas origens da luta protagonizada pelo Movimento dos Atingidos por

Barragens (MAB), que reivindica as reparações históricas e a democratização do processo decisório do planejamento setorial, em confronto com o caráter autoritário que o caracteriza. As contradições que permeiam o setor elétrico brasileiro se intensificam pela conformação característica do desenvolvimento do país, que faz com que a cada novo ciclo de crescimento, ao invés de uma ruptura, se perpetue a concentração e a desigualdade que marcam o capitalismo brasileiro (BRANDÃO, 2007), evidenciando sua rigidez estrutural.

A despeito dos avanços sociais ocorridos a partir de 2003, não se romperam tais estruturas, marcas do subdesenvolvimento já apontados em Furtado (1969) e Tavares e Serra (1972), entre outros. Nesse sentido, a cada intervenção do Estado sob o argumento de direcionamento do país rumo ao desenvolvimento, incluindo as decisões para a expansão da energia elétrica, reproduzem-se tais estruturas que conferem ao Brasil o caráter de "máquina da desigualdade" (BRANDÃO, 2007) com grupos marginalizados, conflitos e questionamentos quanto ao caráter do desenvolvimento alcançado sob esta conformação.

Por outro lado, a cada novo ciclo de expansão do setor elétrico, o caráter intensivo em capital e trabalho das obras de infraestrutura promove efeitos diretos e indiretos na cadeia produtiva relacionada ao setor elétrico, mobilizando oligopólios da construção civil, fornecedores de peças e equipamentos, empresas de consultoria em diversas áreas e trabalhadores de diversas especialidades.

Mediante os efeitos multiplicadores da atividade de infraestrutura, a expansão setorial contribui para promover a dinâmica econômica local, regional e nacional, além de se mostrar como uma oportunidade de emprego para a mão de obra dispersa e pouco enraizada, disposta a migrar, em um país marcado por profundas heterogeneidades estruturais, resultado do caráter desigual e concentrado com que se desenvolveu o capitalismo brasileiro[2].

Além da possibilidade de geração de emprego e renda ocasionada pelas grandes obras, ao explorar as fontes hídricas e renováveis, os defensores da matriz energética brasileira argumentam que esta teria como virtude – em uma época em que a questão ambiental em nível mundial tem como principal alvo a redução das

[2] Sobre a heterogeneidade estrutural que caracteriza o desenvolvimento brasileiro ver Brandão (2007).

emissões de carbono antropogênicas – ser limpa e renovável, em consonância com os esforços mundiais em torno da redução das emissões (BRASIL, 2014a).

Conforme o relatório *"2015 Energy Trilemma Index: Benchmarking the sustainability of national energy systems"*, elaborado pelo Conselho Mundial de Energia (2015), uma avaliação que considera a *performance* no provimento de energia entre 130 países, cujos itens avaliados são segurança energética, equidade e sustentabilidade ambiental, o Brasil ocupa a 37ª posição. A segurança energética está relacionada à capacidade de o país garantir o abastecimento que promova o crescimento econômico e o desenvolvimento social; a equidade energética relaciona-se ao acesso a preços módicos para todos os níveis sociais; e a sustentabilidade ambiental relaciona-se à produção e uso que minimizem a utilização de recursos ambientais, combata as mudanças climáticas e mantenha a qualidade do ar e da água (CME, 2015).

A posição do país reflete a avaliação de que o Brasil responderia satisfatoriamente ao eixo correspondente à sustentabilidade energética, em decorrência da presença de fontes renováveis em sua matriz, que faz com que cerca de 70% da produção de energia elétrica seja derivada dessas fontes. No que se refere à segurança, o país foi avaliado como de desempenho razoável e quanto à acessibilidade, a avaliação apontou fragilidades. O fato de o país se inserir entre os que estão se desenvolvendo, segundo os critérios do relatório, coloca o desafio de atender à crescente demanda por eletricidade, mantendo o caráter sustentável da matriz energética.

Deve-se ressaltar que as avaliações, quanto à sustentabilidade ambiental, costumam se restringir aos aspectos relacionados às mudanças climáticas e ao caráter de limpa e renovável da produção de energia elétrica. Com relação à ausência de emissão de gases de efeito estufa, no entanto, mesmo a afirmação de ser uma fonte limpa é controversa, quando se analisa a formação de reservatórios artificiais. Fearnside (2004), ao analisar os reservatórios amazônicos, ressalta a presença de CO2 (gás carbônico) e de CH4 (gás metano) na água, sendo o CH4 a maior preocupação quando se analisa as hidrelétricas à luz de sua contribuição para a emissão de gases de efeito estufa.

Portanto, tem-se que o debate ambiental em torno das hidrelétricas desconsidera o escopo mais amplo quanto às consequências das decisões setoriais,

a exemplo da desigualdade ambiental que marca o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, em que os danos ambientais e sociais decorrentes da atividade setorial recaem historicamente sobre os grupos sociais mais vulneráveis, muitas vezes alheios aos seus benefícios (ACSELRAD *et al*., 2013).

Quanto aos aspectos relacionados à oferta de energia, o Brasil produziu em 2013 296,2 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), respondendo por 2,2% da oferta do mundo (13.598 milhões de tep). Considerando a oferta por habitante, o Brasil com 1,47 tep/hab (oferta de energia anual per capita), enquanto o resto do mundo com 1,91 tep/hab, isso faz com que o índice brasileiro seja 77% do correspondente em nível mundial, o que é considerado baixo (VENTURA FILHO, 2015). Quanto ao conteúdo da oferta de energia no PIB, o índice brasileiro, de 0,102 tep/mil U$S de PIB, é 74% do índice mundial, de 0,138 tep/mil US$ de PIB.

Enquanto a oferta no Brasil foi de 609,9 TWh, em 2013, no mundo a mesma foi de 23.203 TWh, o que faz com que a oferta brasileira responda por 2,6% da oferta de energia elétrica mundial. Em termos de consumo por habitante, no Brasil o índice é de 2.410 kWh/hab (consumo final de energia elétrica anual per capita), enquanto no mundo é de 2.720 kWh/hab, ou seja, o índice brasileiro é 89% do índice mundial (VENTURA FILHO, 2015). Quanto ao conteúdo de consumo final de energia elétrica no PIB, no Brasil este índice é 0,167 kWh/US$ de PIB, enquanto o mundial é 0,196kWh/US$ de PIB, sendo o índice nacional 82% do índice mundial.

Por esses aspectos, ainda que o Brasil, em relação ao resto do mundo, seja considerado uma economia de “baixo carbono”, com um desenvolvimento sustentável segundo os critérios setoriais, tem-se que a oferta de energia no Brasil está abaixo da mundial, o que leva os planejadores setoriais, a exemplo de Altino Ventura Filho[3], a defenderem a necessidade de expansão energética para fins de desenvolvimento. A questão que se coloca é o caráter desse desenvolvimento e os níveis de intensidade energética[4] que devem caracterizá-lo, em decorrência do peso dos setores eletrointensivos na estrutura produtiva brasileira.

---

[3] Altino Ventura Filho é Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, tendo sido funcionário de carreira do sistema Eletrobrás (MME, 2016; Memória da Eletricidade, 2011).

[4] De acordo com Bartolo (2008), o índice de intensidade energética é representado pela razão entre o consumo total de energia de um país, em unidade de energia (Tep), e o Produto Interno Bruto (PIB) da economia, expressos em unidades monetárias. O IIE evidencia o grau de eficiência da utilização energética em relação à riqueza do país, de modo que, quanto menor o uso de energia por unidades monetárias, maior é a eficiência da economia.

Rocha (2015), ao comparar os países BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul), afirma ter havido uma redução de 14,7%, em média, entre 1990 e 2015, no que se refere ao índice de intensidade energética. No caso do Brasil, entretanto, o país contrariou as tendências dos BRICS, da OCDE e da média mundial: o Brasil teve aumento de 32,4%, contra uma redução de 22,4% por parte dos países da OCDE e de 18,7% na média mundial. Portanto, enquanto os demais reduziram suas intensidades energéticas no período, o Brasil apresentou uma elevação no índice. Quanto aos países BRICS, a China reduziu o índice em 37,1%, a Rússia em 33,9%, a Índia em 21,6% e África do Sul em 13,3%.

Andrade e Mattei (2013) destacam, a partir de informações do Ministério de Minas e Energia, que o aumento do IIE no Brasil reflete a maior dependência que o país passou a ter em relação à energia, a partir da abertura comercial promovida no início dos anos de 1990, que favoreceu a instalação de indústrias energointensivas e consolidou o país como um dos principais exportadores mundiais de produtos intensivos em energia, como alumínio e aço.

Conforme Brasil (2014), a desagregação da intensidade energética revela que o setor industrial é o mais energointensivo, em comparação ao agropecuário e ao de serviços. Aproximadamente um terço da energia final disponível para a sociedade brasileira é consumida pelo segmento industrial, participação que se manteve estável entre 1990 e 2012. A década de 1990 foi o período de retomada de investimentos no segmento industrial, especialmente após a retração verificada na década de 1980, razão pela qual ocorreu aumento médio do indicador de intensidade energética de 1,6% ao ano (na primeira metade da década e 1990 houve estagnação, 0,1%, e na segunda metade ocorreu um crescimento expressivo de 3,6%).

Entre 2000 e 2001, com a crise de racionamento de eletricidade, ocorreu uma redução de 0,8% no indicador, recuperação que se dá entre 2001 e 2008, com o lançamento de novos projetos, o que leva a um crescimento médio de 0,5% ao ano na intensidade energética da indústria brasileira. Os segmentos eletrointensivos e a maior intensidade energética foram os mais impactados pela crise de racionamento, que se distribuiu por toda a sociedade.

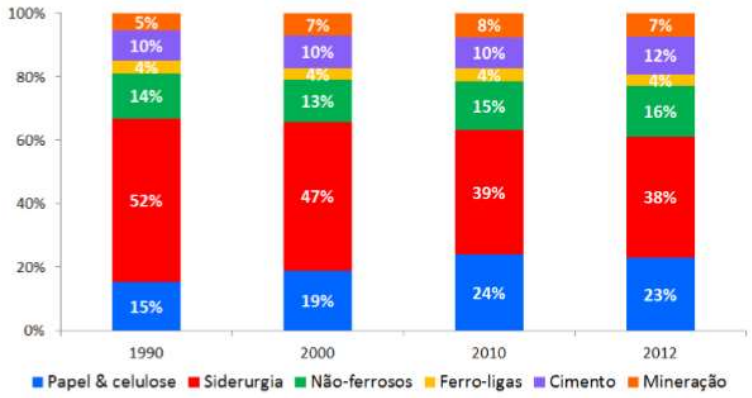
---

Um IIE elevado sugere a necessidade de utilizar muita energia para gerar cada unidade do PIB (ANDRADE E MATTEI, 2013).

Com a crise econômica mundial de 2008, a indústria nacional foi fortemente afetada e acarretou em uma redução na intensidade energética. Os segmentos relacionados à metalurgia foram os mais impactados pela crise, o que gerou a paralisação de atividades e a desativação de unidades industriais menos eficientes. Um novo ciclo de investimentos se iniciou com destaque para os projetos nas áreas de siderurgia, bauxita, alumina e celulose, de modo que a média geral do indicador entre 1990 e 2012 foi de 0,9% ao ano.

Quanto aos segmentos energointensivos da indústria brasileira, em 1990 a siderurgia demandava mais da metade da energia industrial, montante que tem caído (47% em 2000, 39% em 2010 e 38% em 2012). O segundo maior consumidor é o setor de papel e celulose, para onde é destinado 23% da energia industrial. Em 1990, essa participação era de 15% (**Gráfico I.1**).

**Gráfico I. 1 - Consumo de Energia em Indústrias Energointensivas**

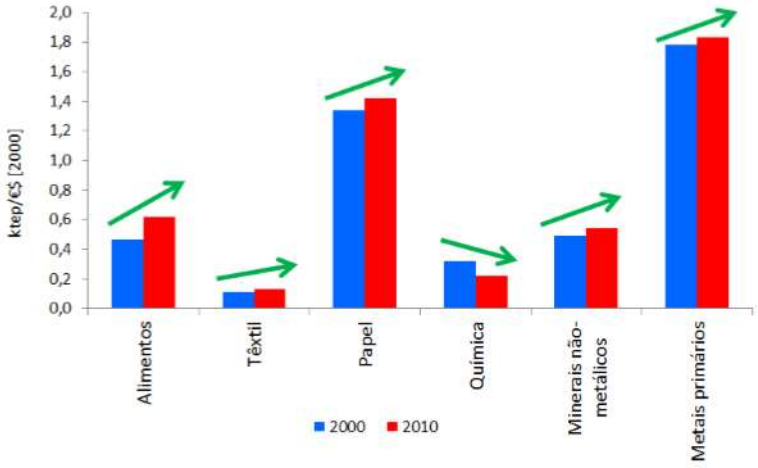



Fonte: EPE (2013, *apud* EPE 2014).

Em seguida, tem-se a indústria de cimento, que demandou 10% da energia entre 1990 e 2010, apresentando um aumento de 12% em 2012. A participação dos segmentos energointensivos (papel e celulose, siderurgia, não ferrosos, mineração e pelotização e cimento) sobre o consumo total de energia do setor industrial passou de 54,4% em 1990, para 49,3% em 2012, o que representou uma queda de 5,1% da participação da indústria energointensiva no consumo total.

Conforme a **Gráfico I.2**, considerando a questão da intensidade energética da indústria brasileira nos anos de 2000 e 2012, verifica-se que houve aumento da intensidade energética, com exceção ao setor de química. As variações foram de 32% no segmento de alimentos e bebidas, 14% no têxtil, 6% no papel e celulose, 11% nos metais não-metálicos e 3% nos metais primários.

**Gráfico I. 2 - Intensidade Energética de Alguns Setores Industriais**




Fonte: EPE (2013, *apud* EPE 2014).

De acordo com a EPE (2014), ainda que os segmentos energointensivos tenham logrado reduzir o consumo específico, indicando efeitos positivos sobre a eficiência energética, a intensidade energética do setor industrial brasileiro, em especial os energointensivos, se elevou nas últimas décadas.

A partir da breve contextualização acerca dos aspectos que envolvem as decisões no setor elétrico, esta tese apresenta os resultados de pesquisa que buscou analisar como as transformações na relação entre Estado, economia e sociedade se expressaram, e se expressam, na reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada na década de 1990 e consolidada com o marco regulatório de 2004. A análise recorreu a dados referentes às usinas hidrelétricas – fonte majoritária na matriz elétrica brasileira – às pequenas centrais hidrelétricas e aos parques eólicos, projetos impulsionados pela política do Governo Federal de diversificação da matriz energética.

As reformas do marco regulatório setorial de 2004 levaram à expansão da geração com ênfase na retomada de grandes projetos hidrelétricos na Amazônia e, mais recentemente, a expansão da geração eólica, sob o modelo de negócio denominado sociedades de propósitos específicos (SPEs). Quanto à expansão setorial, destacam-se o papel central do financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a participação de empresas de economia mista, sobretudo quando se analisam os projetos hidrelétricos, que respondem atualmente por cerca de 60% da produção de energia elétrica no país (BRASIL, 2014).

As PCHs e as plantas eólicas são igualmente importantes no âmbito da política setorial ao serem apresentadas como fontes de energia limpa, que favorecem o caráter renovável da matriz energética brasileira, com menor impacto ambiental, o que será problematizado quando da análise destas fontes.

A pesquisa teve como objetivo analisar a configuração do setor elétrico brasileiro que emergiu das reformas das décadas de 1990 e 2000, de maneira a compreender as mudanças deste setor à luz da dinâmica de acumulação do país e sua inserção internacional, uma vez que os agentes setoriais se relacionam a eixos estruturantes do padrão de acumulação em curso, vinculados principalmente à construção civil, à exportação de *commodities* minerais e à acumulação financeira, o que será corroborado a partir da identificação das empresas que atuam como agentes de geração.

Buscou-se analisar em que medida as transformações desencadeadas pela reforma do marco regulatório permitiram que o setor elétrico brasileiro se tornasse espaço de realização das estratégias de acumulação de determinadas frações de capital, de modo a fazer com que a política destinada à provisão de energia elétrica atendesse aos interesses de agentes dominantes, assumidos como Estado e grupos econômicos, relacionados a um determinado padrão de acumulação, vinculando a dinâmica setorial à inserção do país aos mercados globais.

Nesse sentido, intenta-se compreender como a reestruturação do setor elétrico, resultante das reformas, recolocam as questões sociais, políticas, econômicas e institucionais que permeiam o setor elétrico brasileiro, na medida em que determinados grupos econômicos articulam seus interesses relacionados a um determinado padrão de acumulação, à dinâmica setorial, o que envolve inclusive a atuação direta desses grupos na geração de energia elétrica.

Durante o período desenvolvimentista (1930-1980), o setor elétrico se tornou monopólio estatal na geração de energia elétrica para o atendimento do projeto de industrialização, para o qual foram criadas as empresas estatais. Quando das reformas neoliberais, o monopólio estatal foi rompido pelas privatizações e desnacionalização. A expectativa de maiores investimentos por parte dos agentes privados, no entanto, foi frustrada pela crise de racionamento em 2001. A reforma de 2004 não retomou o monopólio do Estado nos investimentos setoriais, porém viabilizou tanto a retomada de investimentos pelas empresas estatais, quanto as

parcerias público-privadas. Além da associação de estatais com grupos privados, o Estado atua como financiador dos projetos, através do banco público BNDES – papel ocupado pelo banco até a consolidação da Eletrobrás – e como sócio via fundos de pensão das empresas controladas pela Administração Pública.

O entendimento quanto à dinâmica e os interesses hegemônicos no âmbito do setor elétrico brasileiro foram submetidos a uma análise com base na caracterização das estruturas, na identificação dos "agentes cruciais" e nas interações entre determinadas categorias de decisões, que se expressam nas reformas setoriais e as estruturas, o que permitirá posicionar a questão do poder e dos agentes dominantes – Estado e empresas (FURTADO, [1967] 2013; BRANDÃO, 2013) –, no centro da análise.

A partir de Perroux (1964), Furtado ([1967] 2013) afirma que

> A macrodecisão é tomada seja pelo Estado seja por outra unidade dominante e se funda em uma previsão global, quer dizer, em uma avaliação antecipada do resultado final da cadeia de reações. Ela só é possível porque certos agentes estão em condições de exercer um efeito de dominação sobre os demais (FURTADO [1967] 2013).

Assume-se que as decisões tomadas no âmbito do setor elétrico se configuram em macrodecisões, o que significa que, em face de outras unidades decisórias, consolidam-se como preferíveis a todas as outras, sendo ponto de partida para alterações estruturais capazes de se propagar de maneira irreversível, engendrando cadeias de reação a partir de decisões e estratégias autônomas (FURTADO [1967] 2013).

Nesse sentido, faz-se necessário compreender o setor elétrico brasileiro a partir da identificação de interesses dominantes e das relações intersetoriais, o que permitirá assumi-lo não apenas enquanto aquele capaz de responder às necessidades de fornecimento de energia elétrica para o desenvolvimento – o que prevalece no discurso setorial e em seu entendimento como insumo para outras atividades produtivas – mas como um espaço capaz de conformar e consolidar decisões e interesses de grupos dominantes que estruturam a estratégia de acumulação em curso no país.

Além de envolver agentes dominantes do processo de acumulação capazes de influenciar os processos decisórios, o planejamento do setor elétrico é promovido pelo Estado, detentor do monopólio do discurso oficial, do que é público e do que é

universal (BOURDIEU, 2014). Esse aspecto confere ao planejamento seu caráter inquestionável, pois estaria acima de interesses particulares, cuja autoridade é sustentada pelo discurso da técnica e do interesse público, o que acaba por inviabilizar outras possibilidades de ações.

A autoridade inquestionável, justificada pelo caráter técnico que fundamenta suas decisões, é crescentemente contestada nos processos decisórios que envolvem o setor elétrico, como anteriormente mencionado, sobretudo no que se refere às questões sociais, ambientais e quanto as promessas de desenvolvimento, o que tem permeado de conflitos tanto a atuação setorial como a própria atuação do Estado (VAINER E ARAÚJO, 1992; VAINER, 2007; WERNER 2011; ACSELRAD *et al.* 2013).

A ideia é realizar para o setor elétrico o que Vainer (2007) propõe como "uma economia política dos projetos", de maneira a compreender a partir da configuração que emerge das reformas, como os agentes são capazes de estabelecer seus interesses particulares enquanto gerais, fazendo com que as políticas no âmbito deste setor concorram para a consolidação da estratégia de acumulação de frações de capital dominantes.

A importância da análise do setor elétrico se justifica, uma vez que suas relações com o Estado sugerem que as decisões setoriais consolidam o bloco hegemônico de poder, como tem apontado Vainer (2012), capaz de, a partir de seus centros de decisão e articulações que se dão entre Estado e grupos econômicos, sustentar processos de acumulação e apropriação territorial, de modo a costurar equações políticas e econômicas na construção do espaço brasileiro (BRANDÃO, 2013).

O enfoque da pesquisa é multiescalar ao compreender a dinâmica setorial, levando em consideração a reestruturação do capitalismo mundial a partir da década de 1970, que culmina na hegemonia do capitalismo neoliberal. Por sua vez, a expressão nacional do processo é identificada na crise fiscal e financeira deflagrada na década de 1980, enfrentada pelas reformas do Estado na década de 1990, que envolveram a abertura comercial e financeira da economia, reformas institucionais em marcos regulatórios, privatizações e desnacionalizações de setores estratégicos, como o setor elétrico, telecomunicações, produção mineral, entre outros. A face regional está na submissão das regiões a novas formas de articulação dos projetos, vinculados a circuitos externos de valorização de capital, aos territórios, o que

estabelecerá uma determinada divisão inter-regional e internacional do trabalho no setor elétrico.

De acordo com Brandão (2007),

> A abordagem da dimensão territorial do processo de (sub) desenvolvimento terá que ultrapassar as investigações apenas da estrutura produtiva 'espacializada', avançando no estudo das fortunas pessoais, grupos econômicos, famílias empresariais e empresas específicas (...) [para] penetrar no desvendamento da lógica mercantil de valorização e estruturação política (BRANDÃO, 2007, p. 87).

Considerando a referida citação, a tese intentou superar a análise setorial e avançar na identificação dos sujeitos capazes de influenciar o planejamento do setor elétrico brasileiro, no que se refere às macrodecisões de geração. O trabalho é composto por oito capítulos, além da introdução e conclusão. O primeiro capítulo apresenta o referencial teórico, que discute o caráter da atuação do Estado capitalista, enquanto agente capaz de viabilizar os interesses de longo prazo das frações de classe dominantes, ao passo que promove a consolidação de uma determinada dinâmica de acumulação, vinculada a esses interesses.

Discute-se, ainda, alguns elementos referentes ao processo de neoliberalização, enquanto noção que permite compreender as transformações nas formas de atuação do Estado, de modo a subsidiar o entendimento quanto ao modo como tal processo se desenvolveu no setor elétrico. Considerou-se também a especificidade do capital fixo de infraestrutura, que em algumas formações sociais requer a atuação direta do Estado, como empreendedor, com vias a consolidar a acumulação de capital, como ocorre no Brasil.

O segundo capítulo apresenta as diferentes fases do capitalismo brasileiro, que evidenciam o caráter dependente e heterônomo do desenvolvimento, de modo a subsidiar a compreensão da maneira pela qual o setor elétrico se relaciona em cada um dos períodos analisados, com destaque para a que prevalece na fase atual, iniciada na década de 1990, em que foram promovidas as reformas capazes de adequar à atuação setorial às transformações na dinâmica de acumulação.

O terceiro capítulo apresenta o histórico do setor elétrico no que se refere à consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica e seu planejamento enquanto política de Estado, entre 1930 e 1980. A análise considera os antecedentes que levaram à intervenção estatal: o reconhecimento de que o modo como o mesmo

estava organizado, sob o monopólio do capital privado estrangeiro, ameaçava o projeto nacional que colocaria a industrialização como centro dinâmico da economia. A partir da insatisfação com relação às concessionárias, emergem iniciativas que envolvem a formação de empresas estatais, assim como é estabelecido o arcabouço institucional que irá orientar a política setorial.

Os capítulos quatro e cinco discutem as reformas setoriais das décadas de 1990 e 2000, respectivamente, na esteira do processo de neoliberalização, que estabeleceu a reestruturação regulatória e institucional sob os ditames dos mercados. Na década de 1990 o monopólio estatal de energia elétrica estabelecido no período desenvolvimentista é rompido para permitir a atuação dos capitais nacionais e estrangeiros enquanto agentes de geração de energia elétrica. Para tanto, a década de 1990 é marcada pelas medidas de privatização e desnacionalização, e alterações no marco regulatório setorial que viabilizaram as concessões. O racionamento de 2001 justificou a revisão das reformas setoriais implementadas na década anterior, com destaque para a retomada do planejamento setorial pelo Estado e da atuação das empresas estatais nos investimentos de geração setorial.

O marco regulatório de 2004 restabeleceu as bases do planejamento determinativo de longo prazo por parte do Estado e permitiu a retomada da atuação das empresas públicas, com destaque para a consolidação de parcerias público-privadas, que subordina as ações estatais ao arcabouço legal e institucional que privilegiou as orientações de mercado.

Com base na cadeia societária dos empreendimentos disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o sexto capítulo analisa os projetos hidrelétricos em operação e em construção e o sétimo capítulo é reservado à análise dos empreendimentos eólicos e pequenas centrais hidrelétricas em operação. A análise considerou: i) os ramos econômicos em que se inserem os agentes setoriais; ii) a participação das empresas estatais; iii) as parcerias público-privadas; iv) o regime de produção de energia elétrica; iv) a região em que os projetos são implementados; v) quando disponível para os projetos implementados a partir de 2007, a identificação

do projeto enquanto oriundo do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)[5].; e vi) o financiamento do BNDES a partir de 2002[6].

A análise realizada para as usinas hidrelétricas, em operação e em construção, revela que a atividade de geração a partir desta fonte tem sido articulada a dinâmica de acumulação dos principais grupos econômicos relacionados à mineração, siderurgia e construção civil. As empresas relacionadas a esses grupos diversificaram suas atividades e se tornaram agentes setoriais de geração de energia elétrica. Ainda que as empresas de mineração e siderurgia já participassem da geração como autoprodutoras, a partir das reformas da década de 1990, participam como produtores independentes. Esse também é o regime de atuação das construtoras, que antes se vinculavam ao setor elétrico na fase de estudos e implementação dos projetos. Além desses ramos de atividades, destacam-se as multinacionais do setor elétrico que, a partir da década de 1990, adquiriram empresas estatais durante a reestruturação patrimonial e atualmente participam dos projetos de expansão setorial. Outras empresas relacionam-se às atividades de serviços financeiros, referentes às empresas de participação que investem na geração de energia elétrica.

Com relação ao Estado, ainda que as reformas das décadas de 1990 e 2000 tenham buscado imprimir mecanismos de mercado, de modo a atrair capitais privados para a realização dos investimentos, isso não significou redução da atuação estatal. Os investimentos, mesmo nos projetos relacionados ao ciclo de expansão recente, contam com empresas estatais enquanto sócias em sociedades de propósitos específicos (SPEs). Além das empresas controladas pela administração pública, os arranjos societários setoriais contam com fundos de pensão de empresas estatais e financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, principal financiador de longo prazo dos projetos setoriais.

No que se refere às pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sua expansão está relacionada ao incentivo estatal para o desenvolvimento de seus mercados a partir do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa). Ainda que as PCHs tenham

---

[5] No caso das hidrelétricas e eólicas a identificação enquanto oriunda do PAC foi mais evidente, disponível no sítio eletrônico do Programa http://www.pac.gov.br/infraestrutura-energetica/geracao-de-energia-eletrica. No entanto, com relação às PCHs essa informação não estava disponível para a maioria dos projetos analisados, podendo ser tanto porque os projetos não receberam o apoio do PAC, seja porque a informação não foi identificada.

[6] O Banco informa a partir de 2002 todas as operações diretas e indiretas automáticas e não-automáticas. A pesquisa analisou os dados referentes às operações diretas e indiretas não-automáticas entre 2002-2014.

uma configuração setorial similar ao das UHEs, seus projetos contemplam empresas de relevância regional, quando analisados os grupos da construção civil. Quanto a mineração e a siderurgia, identificam-se as principais empresas do país, porém em concessões antigas relacionadas a autoprodução, assim como empresas de outros setores eletrointensivos (agricultura, têxtil, madeireiras, entre outros). As multinacionais também se fazem presentes nas atividades de geração de PCHs, bem como grupos nacionais que investiram no setor a partir do Proinfa. Por outro lado, a participação das estatais é menor no caso das PCHs, de modo que a maior parte dos projetos está relacionada aos investimentos privados.

Com relação aos parques eólicos, que também foram contemplados pelo Proinfa, destacam-se as sociedades entre empresas estatais de energia elétrica e as empresas privadas surgidas a partir da implementação do programa estatal, além de empresas multinacionais e em menor participação relacionadas à construção civil. Ainda, o desenvolvimento do mercado de energia eólica foi articulado, via BNDES, à internalização da cadeia produtiva de aerogeradores, o que acarretou na instalação ou implantação de filiais estrangeiras dos principais fornecedores no país.

O oitavo capítulo é dedicado a analisar a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, assumido como ator fundamental para a consolidação dos projetos de infraestrutura do setor elétrico brasileiro, ao conceder financiamentos de longo prazo aos empreendimentos. Na área de infraestrutura do banco, responsável pelos financiamentos dos projetos setoriais, mais de 70% das operações de crédito desta área são direcionadas ao setor elétrico, participação que se repete também quando da análise dos recursos.

A análise identificou os recursos destinados para as atividades de geração, distribuição e transmissão, sendo que no que se refere as atividades de geração foram identificados o tipo de fonte e a região a que se destinam os recursos, de modo a compreender qual o papel do BNDES na consolidação de determinada divisão inter-regional do trabalho no âmbito deste setor.

Em linhas gerais, a tese permite verificar que a atuação do Estado, tanto através da ação de planejamento, como na promoção da reestruturação regulatória e institucional das décadas de 1990 e 2000, com o intuito de viabilizar a atração de investimentos privados, contribuiu para amalgamar os interesses das frações de classe que conformam o bloco no poder no capitalismo brasileiro, de modo que as

políticas setoriais permitem a integração das frações de capital hegemônicas e não hegemônicas, ao circuito de acumulação capitalista que marca a dinâmica produtiva do capitalismo brasileiro, com destaque para os setores de construção civil e mineração.

Concomitantemente, ainda que não seja o objeto central da análise, deve-se considerar a capacidade de o setor elétrico propiciar as demandas e interesses "econômico-corporativos" das classes subalternas, por meio da dinâmica proporcionada pela geração de empregos ocasionados pela instalação dos projetos, a perspectiva de dinamismo econômico e de modernização. Por outro lado, o modelo de intervenção setorial adotado, que vincula aos projetos ações de compensação social e ambiental com vistas a viabilizar os empreendimentos, leva ao recrudescimento dos questionamentos sociais e ambientais que se direcionam a este setor. Ressalta-se ainda que a essencialidade do insumo energia elétrica e o discurso técnico que permeia o planejamento dos projetos, dificulta que este setor seja submetido à participação democrática.

O estudo foi realizado de maneira interdisciplinar, considerando-se as inter-relações entre os aspectos históricos, políticos e econômicos, a partir do referencial teórico e bibliográfico, bem como a pesquisa de documentos, de modo a subsidiar a compreensão sobre as relações entre Estado e capitais privados, no âmbito das políticas engendradas para o setor elétrico brasileiro após as reformas das décadas de 1990 e 2000. A pesquisa contou ainda com informações obtidas a partir da realização de entrevistas com participantes do processo decisório da política setorial, técnicos e gerentes das empresas e instituições públicas do setor elétrico, mediante disponibilidade dos mesmos.

Com relação ao levantamento de dados, foram utilizados, além da bibliografia referente ao tema, os documentos oficiais referentes ao setor elétrico, disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME); pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE); pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com destaque para os contratos disponíveis nesta agência, a cadeia societária setorial informada pela ANEEL e as informações do Banco de Informação de Geração (BIG); pelo Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE); e pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Além disso, a pesquisa contou com a análise das legislações que regulamentam o setor elétrico brasileiro.

Mais especificamente sobre a cadeia societária e informações disponibilizadas pelo Banco de Informação de Geração (BIG), foi elaborado a partir das mesmas um banco de dados sobre cada um dos empreendimentos – hidrelétricos, eólicos e pequenas centrais hidrelétricas – contendo as seguintes informações: i) projeto; ii) concessionário; iii) rio; iv) estado; v) município; vi) região; vii) capacidade instalada; viii) acionistas; ix) setor ou ramo da economia; x) presença no PAC; xi) beneficiário de financiamento do BNDES. Para as eólicas foram identificadas, quando disponível, a origem dos aerogeradores. A partir dessas informações, foram elaboradas as análises dos **Capítulos 6** e **7**.

Registra-se, ainda, como fonte de informação para a pesquisa, os sítios eletrônicos das empresas que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como as informações e arquivos obtidos junto ao Centro da Memória da Eletricidade[7].

[7] Conforme o sítio eletrônico da instituição, "O Centro da Memória da Eletricidade no Brasil - Memória da Eletricidade é uma entidade cultural sem fins econômicos, instituída em 1986 por iniciativa da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, com o objetivo de preservar a história da implantação e do desenvolvimento da indústria da eletricidade no país". Disponível em http://memoriadaeletricidade.com.br/Default.asp?pagina=perfil/institucional&menu=348&menusecao=Default

# CAPÍTULO 1. A ATUAÇÃO DO ESTADO NO PROCESSO DE ACUMULAÇÃO CAPITALISTA

A configuração do setor elétrico brasileiro, que resulta das reformas das décadas de 1990 e 2000, está relacionada ao aprofundamento do padrão de acumulação predominante no país, de modo a contemplar em seu centro decisório as frações de capital que integram o bloco hegemônico que controla o capitalismo e o Estado brasileiro. Por esse aspecto, a dinâmica setorial atenderá e expressará um determinado modo de inserção internacional e padrão de acumulação que, conforme Paulani (2013), se por um lado é cada vez mais financeirizado, por outro é fortemente articulado à exportação de *commodities* – em outras palavras, recursos naturais e energia.

A razão estaria no fato de que, a partir das diversas possibilidades de investimento abertas pelo setor elétrico, o mesmo é capaz de contemplar múltiplos e difusos interesses, de modo a amalgamá-los em torno de sua dinâmica de expansão, o que permite, em cada novo ciclo de investimento, incorporar distintas frações de capital, mesmo aquelas não partícipes do bloco no poder, mas que tem sua dinâmica de acumulação a ele vinculada.

Ainda, ao ser uma atividade intensiva em trabalho, a instalação da infraestrutura do setor elétrico promove a incorporação das classes subalternas, fazendo com que a expansão via novos empreendimentos acarrete em efeitos positivos na geração de emprego e renda, propiciando a conciliação dos interesses capitalistas às demandas das classes trabalhadoras.

O presente capítulo focaliza alguns elementos teóricos que permitem subsidiar a análise proposta por esta tese, na hipótese de o Estado, a partir da dinâmica do setor elétrico – entendido enquanto parte de seu aparelho econômico – ser capaz de consolidar os interesses das classes dominantes do capitalismo brasileiro.

A primeira seção apresenta a natureza do Estado capitalista, a sua capacidade de organizar os interesses de longo prazo da classe dominante, com o intuito de consolidar a estratégia de acumulação e o projeto hegemônico; a segunda seção discute o papel do Estado em relação às classes subalternas, em que sua ação se dá no sentido oposto, de desorganização, ao mesmo tempo em que impõe compromissos

às classes dominantes em favor das dominadas, de maneira a garantir a hegemonia das primeiras.

A terceira seção apresenta elementos relacionados à reestruturação do capitalismo sob o ideário neoliberal, que estabelece novas formas de interação entre Estado e economia específica a cada formação social, mas desencadeadas pela reestruturação regulamentar e institucional disciplinada pelos mercados, que caracterizam as políticas neoliberais. A quarta seção discute as especificidades do capital fixo do tipo infraestrutura no processo de acumulação, para o que se requer a ação do Estado em sua provisão, seja como empreendedor, seja provendo financiamento ou viabilizando os investimentos via marcos regulatórios e institucionais.

Parte-se da abordagem a respeito de bloco no poder, autonomia relativa, seletividade estrutural e neoliberalização (POULANTZAS [1978] 2013; OFFE, 1984; BRENNER, 2004; BRENNER *et al*., 2012; THEODORE *et al.* 2009) para se compreender a atuação do Estado capitalista em diferentes períodos do processo de acumulação de capital. Tais conceitos fornecem subsídios para compreender a maneira pela qual o setor elétrico tem se articulado a um determinado padrão de acumulação, vinculado à consolidação de certa estrutura econômica, que, por sua vez, remete a uma forma de atuação do Estado capaz de constituir e reproduzir esta estrutura e suas relações de poder.

## 1.1 A natureza do Estado capitalista

Das contribuições de Poulantzas ([1978] 2013), destaca-se a discussão acerca do caráter de classe do Estado capitalista enquanto expressão e afirmação dos interesses das classes dominantes. Sobre esse aspecto, o autor irá se opor, sobretudo, a duas visões referentes ao Estado: i) o núcleo econômico estatal é externo às classes sociais e às lutas de classe e; ii) a visão de Estado enquanto um aparato neutro e, portanto, passível de ser instrumentalizado pelas classes sociais, no caso do capitalismo, pela burguesia.

Confrontando-se a essas ideias, o autor afirma que o Estado encarna os poderes que emanam das relações de classe: são delas é que emergem as relações de poder, não do Estado. Para explicar o poder do Estado, que emana da classe

burguesa em um Estado capitalista e se manifesta na própria materialidade do aparelho estatal, Poulantzas irá recorrer às relações de produção.

> O fundamento da ossatura material do Estado e do poder deve ser buscado nas relações de produção e na divisão social do trabalho (...). Não se trata de uma estrutura econômica de onde as classes, os poderes e as lutas estariam ausentes. A busca desse fundamento já estabelece uma relação do Estado com as classes sociais e suas lutas (POULANTZAS [1978] 2013, p.45, tradução própria).

Conforme o autor, o processo de produção é baseado na unidade do processo de trabalho e nas relações de produção que contêm, elas mesmas, uma dupla relação, a da *propriedade econômica* e a da *despossessão*. Essa unidade é compreendida pela primazia, pela dominação, das relações de produção sobre o processo de trabalho. As relações de produção, considerando suas componentes – propriedade econômica e despossessão – se traduzem em poder de classe e esse poder está organicamente articulado às relações políticas e ideológicas que o consagra e legitima. É da primazia das relações de produção sobre o processo de trabalho que derivam relações políticas e ideológicas que legitimam o poder da classe burguesa sobre o trabalho. Assim, o poder da burguesia, presente na ossatura material do Estado, emerge do processo de produção em que as relações de trabalho são subordinadas à propriedade econômica. A dominação política está inscrita na materialidade do Estado, em sua ossatura material e emana das classes sociais e respectivas lutas, de modo que o poder não se restringe ao Estado, mas provém da luta de classes.

As relações políticas e ideológicas, encarnadas no Estado, não se somam simplesmente às relações de produção já definidas, o que daria o caráter de exterioridade a essas em relação àquelas. Diferentemente, as relações políticas e ideológicas estão presentes na constituição das relações de produção e por isso desempenham um papel essencial em sua reprodução, fazendo com que o processo de produção e exploração seja, ao mesmo tempo, processo de reprodução das relações de dominação/subordinação ideológica.

> É porque as relações político-ideológicas estão presentes na constituição das relações de produção que elas desempenham um papel essencial em sua reprodução e que o processo de produção e de exploração é, ao mesmo tempo, processo de reprodução das relações de dominação/subordinação ideológica. É desse dado fundamental que deriva a presença específica, em cada modo de produção, do Estado, que concentra, condensa, materializa e

> encarna as relações político-ideológicas nas relações de produção e sua reprodução (POULANTZAS [1978] 2013, p.62, tradução própria).

Segundo Poulantzas ([1978] 2013), o Estado tem um papel constitutivo nas relações de produção e na delimitação-reprodução das classes sociais. Este papel, porém, não se limita ao exercício da repressão física organizada em favor da burguesia; o Estado detém igualmente um papel próprio na organização das relações ideológicas e da ideologia dominante. Uma vez que o Estado não pode consagrar e reproduzir a dominação política exclusivamente pela repressão ou violência, aciona diretamente a ideologia, que legitima a violência e que contribui para organizar o consenso de certas classes e frações de classe dominadas visando o poder político. A ideologia não é neutra, de modo a não existir ideologia se não a de classe.

Como consequência, a ideologia dominante consiste notadamente em um poder essencial da classe dominante, que se encarna nos aparelhos de Estado, passando este a agir de modo a elaborar, imprimir e reproduzir essa ideologia, concorrendo para a constituição e reprodução da divisão social do trabalho, das classes sociais e da dominação de classe.

Por ideologia, o autor atesta que a mesma não consiste apenas em um sistema de ideias e representações, mas envolve uma série de práticas materiais, estendendo-se aos costumes, aos usos, ao modo de vida dos agentes, que “se molda como um cimento, no conjunto de práticas sociais, políticas e econômicas” (POULANTZAS, [1978] 2013, p. 64). As relações ideológicas são essenciais na constituição das relações de propriedade econômica e de possessão, na divisão do trabalho no seio das relações de produção, sendo a ideologia dominante notadamente um poder essencial da classe dominante.

O autor afirma ainda que a reprodução da ideologia dominante por parte do Estado não é a simples ocultação ou dissimulação de projetos e objetivos do Estado, cujo discurso unificador avançaria escondendo ou escamoteando seu projeto; as funções do Estado envolvem o papel organizador propício aos interesses das classes dominantes, que consiste em enunciar, formular e declarar suas táticas de reprodução de poder. Este discurso não é único, mas seus aparelhos formulam vários e diferenciados discursos de acordo com as classes a que se endereçam, o que resulta

em um discurso segmentado e fragmentado, segundo as linhas que perpassam as estratégias de poder.

A divulgação e o anúncio de suas ações têm como função organizar as classes dominantes e suas frações de classe, de modo que o Estado não apenas anuncia, mas elabora os meios e as táticas políticas, produzindo um saber técnico imbricado de ideologia. Daí não ser possível compreender as funções econômicas do Estado apenas considerando a ação repressora e ideológica, pois essa ideia acabaria por reforçar a sua compreensão enquanto externo a economia, entendida como autorreprodutível e autorregulável, em relação à qual caberia ao Estado apenas regular e intervir para neutralizar ou atenuar perturbações.

Em contraposição a essa ideia, Poulantzas ([1978] 2013) afirma que o Estado se engaja no centro da reprodução de capital e tal aspecto está na própria materialidade das funções do Estado. As estatísticas, os departamentos de Estado que produzem conhecimento, o saber técnico, terão como finalidade política a organização das classes dominantes.

O papel organizador do Estado junto às classes dominantes se justifica pela necessidade de garantir e representar o interesse político de longo prazo do bloco no poder. Este bloco é composto por várias frações da classe burguesa, muitas das quais participantes de outros modos de produção presentes na formação social capitalista (agrário, mercantil, industrial). O Estado organiza a unidade conflitual da aliança de poder e o equilíbrio dos compromissos instáveis firmados entre seus componentes, o que é feito sob a hegemonia[8] e direção, no bloco, de uma dessas classes ou fração de classe, o que confere caráter hegemônico a essa classe ou fração.

O Estado constitui, então, a unidade política das classes dominantes, pois as instaura enquanto tal. Esse papel de organização não envolve apenas um aparelho ou uma ramificação, mas em diversos graus e títulos, o conjunto de aparelhos, inclusive os aparelhos repressivos, que também desempenham este papel. O Estado pode cumprir esse papel na medida em que detém uma autonomia relativa frente a

[8] O conceito gramsciano de hegemonia significa o predomínio ideológico dos valores e normas da classe dominante sobre as classes subalternas (CARNOY, 2011). Conforme Fiori (1970, *apud* Carnoy, 2011), para Gramsci a verdadeira força do sistema burguês não reside na violência do Estado, mas na aceitação, no consentimento, por parte dos dominados de uma concepção de mundo que pertence aos dominadores. Carnoy (2011) afirma que a hegemonia compreende as tentativas bem-sucedidas da classe dominante em usar sua liderança política, moral e intelectual para impor uma visão de mundo como inteiramente abrangente e universal, e para moldar os interesses e as necessidades dos grupos subordinados.

uma ou outra fração que compõe o bloco, frente aos interesses particulares das classes ou frações do bloco. É a autonomia relativa do Estado frente a interesses específicos que lhe permite atuar na organização dos interesses gerais de longo prazo do bloco no poder.

Poulantzas ([1978] 2013) ressalta que essa é a maneira estrutural de atuação do Estado capitalista: ele deve representar o interesse político geral e de longo prazo do conjunto da burguesia sob a hegemonia de uma dessas frações de classe, o que confere a ele tal autonomia. Essa autonomia relativa, em relação às frações de classe do bloco no poder, que tem como finalidade garantir a organização do interesse geral da burguesia sob a hegemonia e direção, no bloco, de uma das classes ou frações de classe – a classe ou fração hegemônica –, decorre da existência de disputas e conflitos no seio da própria classe capitalista, o que ressalta a existência de determinada fração de classe na direção do bloco no poder, não sendo a classe capitalista uma classe homogênea.

Ao colocar a questão de como o Estado capitalista estabelece concretamente essa política em favor do bloco no poder, Poulantzas ([1978] 2013) enfatiza ser necessário compreender o Estado como uma relação, mais exatamente como uma condensação material de uma relação de forças entre as classes e as frações de classe, que se expressam sempre no seio do Estado. A partir dessa concepção, o autor busca evitar o entendimento do Estado como mero instrumento, ou seja, uma coisa neutra, passiva e manipulada pelas classes e frações de classe sem qualquer autonomia; ou como sujeito, visão esta que considera o Estado com autonomia absoluta, como instância racionalizante da sociedade civil, composta por supostos detentores de uma racionalidade de Estado – a burocracia e as elites políticas.

Ambas as concepções expressam uma ideia de exterioridade entre Estado e classe dominante, como se houvesse um confronto entre ambos, ora anulando o poder do Estado e dominando-o (Estado-instrumento); ora o Estado dominando o poder da classe dominante (Estado-sujeito). Essas visões não são capazes de explicar as contradições internas ao próprio Estado, além de o considerarem como um bloco monolítico, sem fissuras.

Portanto, o estabelecimento de uma política de Estado em favor do bloco no poder, o funcionamento concreto de sua autonomia relativa e seu papel de organização seriam organicamente ligados às fissuras, divisões e contradições

internas do Estado, que não devem ser tomados como simples acidentes funcionais. Sendo assim, o estabelecimento de uma política de Estado deve ser considerado como resultante de contradições de classe inscritas em sua própria estrutura (Estado-relação). Compreender o Estado como a condensação de uma relação de forças entre classes e frações de classe, que se exprimem de maneira sempre específica no seio do Estado é considerar que o Estado é constituído e dividido por contradições de classe que emanam do próprio pessoal de Estado. As políticas são o resultado dessas contradições.

Ressalta-se que o Estado, enquanto condensação material de uma relação contraditória, não organiza a unidade política do bloco do poder exteriormente, resolvendo à distância as contradições de classe. Ao contrário, são as contradições na materialidade do Estado que tornam possível seu papel organizador. O estabelecimento, portanto, por parte do Estado, do interesse político geral de longo prazo do bloco no poder, seu papel de organização do equilíbrio instável de compromissos, sob a hegemonia dessa ou daquela fração do capital, o funcionamento concreto de sua autonomia relativa e também seus limites face ao capital monopolista – em síntese, a política de Estado – são resultantes de contradições internas, entre seus aparelhos e ramificações e no seio de cada um deles. Com essa ideia, Poulantzas ([1978] 2013) rejeita uma perspectiva que concebe o Estado como um dispositivo unitário fundado sobre uma repartição hierárquica, homogênea e coerente de centros de poder.

Nestas condições, ao invés de um corpo de funcionários e um pessoal de Estado unitário e amalgamado em torno de uma vontade política unívoca, digladiam-se clãs, feudos, facções em torno à infinidade de micropolíticas. Por mais coerente que possa parecer, a política de Estado consiste essencialmente no resultado de entrechoques e não na aplicação mais ou menos bem-sucedida de um desenho global de uma espécie de estado-maior que controlaria a cúpula do Estado.

Nesse sentido, as reviravoltas da política governamental, os avanços e recuos, as hesitações, as mudanças de comando permanentes não são decorrentes da incapacidade dos representantes do alto pessoal da burguesia, mas são expressões necessárias da estrutura do Estado. Compreender o Estado como uma condensação material das relações de força significa entendê-lo como um campo e um processo

estratégico, onde se entrecruzam nós e redes de poder que se articulam e apresentam contradições e decalagens uns em relação aos outros.

As táticas e movimentos contraditórios fazem parte do funcionamento do Estado e cristalizam-se em seus aparelhos. Tais movimentos irão desenhar o que finalmente é chamado de “política do Estado”. Ainda que ao final se possam produzir narrativas que apresentem as trajetórias políticas como uma resultante de um cálculo estratégico, elas se constituem mais como o resultado de uma coordenação conflitual de micropolíticas e táticas explícitas e divergentes do que uma formulação racional de um projeto global e coerente.

Com isso não se quer afirmar a inexistência de projetos políticos coerentes por parte dos representantes e do pessoal político das classes dominantes, nem que a burocracia de Estado não desempenha um papel específico na luta pela definição da orientação da política de Estado. Significa, apenas, que as contradições no seio do bloco no poder atravessam, segundo linhas de clivagens complexas e diversos ramos e aparelhos do Estado (militar, administração, judiciário, partidos políticos, etc.), a burocracia e o pessoal de Estado.

Não se trata, entretanto, de um simples conjunto de peças destacáveis: o Estado apresenta uma unidade de aparelho a que se denomina centralização ou centralismo do poder de Estado. Isso se traduz pela política global e massiva em favor da classe ou fração de classe hegemônica. Essa unidade não se estabelece, porém, por um controle físico dos portadores de capital sobre o Estado e por sua vontade coerente, mas está inscrita na ossatura hierárquica-burocrática do Estado capitalista, efeito da reprodução no seio do Estado da divisão social do trabalho e de sua separação específica nas relações de produção (trabalho manual e trabalho intelectual). Ela resulta também de sua estrutura de condensação das relações de forças, do lugar preponderante em seu seio, de classes e frações do bloco no poder. Assim como o bloco no poder precisa funcionar sob a direção de uma classe hegemônica, o Estado também funciona sob a hegemonia de uma classe ou fração de classe.

A unidade-centralização do Estado em favor da classe hegemônica se estabelece por um processo complexo: pelas transformações institucionais, de modo que certos centros de decisão, dispositivos e vínculos dominantes podem apenas ser permeáveis aos interesses dessa classe, se instaurando em centros de

direcionamento da política do Estado e em obstáculos nas tomadas de decisão em favor de outras classes ou frações de capital. Essa unidade se estabelece por toda uma cadeia de subordinação de certos aparelhos a outros, e pela dominação de um aparelho ou ramo do Estado, aquele que cristaliza os interesses da fração hegemônica sobre outras frações do bloco no poder.

Para Offe (1984), somente se pode falar de um “Estado capitalista” se for possível demonstrar que o sistema de instituições políticas possui uma seletividade própria, especificamente classista, correspondente aos interesses do processo de valorização. O caráter classista do Estado, nesse sentido, só pode ser identificado em uma teoria capaz de apontar esse caráter na própria estrutura do Estado, que não se limite a identificar condições periféricas de caráter empírico no interior das quais se dá a dominação política. A própria estrutura interna do sistema de instituições políticas precisa conter premissas sedimentadas que funcionem como critérios de seleção tanto no que se refere a afirmar um Estado capitalista, quanto na caracterização da natureza de classe do Estado.

Nesse sentido, as formas institucionalizadas de dominação não podem ser suficientemente definidas pelas influências externas que condicionam o exercício da dominação. Tal dominação precisa apresentar-se em características estruturais correspondentes, mediante as quais se chega efetivamente a uma consideração privilegiada de interesses particulares. Conforme Offe,

> o interesse comum da classe dominante se expressa, da forma mais exata, naquelas estratégias legislativas e administrativas do aparelho estatal, que não são desencadeadas por interesses articulados, ou seja, “de fora”, mas que brotam das próprias rotinas e estruturas formais das organizações estatais (OFFE, 1984, p.145).

No que se refere aos critérios para identificar o caráter classista do Estado, o primeiro deles consiste na exigência de que este Estado desenvolva uma seletividade que sirva à unificação e à destilação de um interesse “capitalista global” – mesmo contra a resistência empírica de blocos e de grupos de interesse isolados. Adicionalmente à sua capacidade de integrar a pluralidade empírica de interesses isolados em um interesse global de classe, o Estado necessita de uma seletividade complementar, que consiste em proteger o capital global contra interesses e conflitos anticapitalistas – uma seletividade, portanto, que permite ao Estado defender prática e politicamente, o interesse de classes que ele próprio constituiu e reduziu ao seu

núcleo racional conferindo-lhe oportunidades de realização fundamentalmente privilegiadas.

No que se refere à capacidade estrutural do Estado em selecionar políticas que se integrem ao interesse global de classe, o argumento de Offe (1984) converge com a ideia de Poulantzas ([1978]2013) quanto à autonomia relativa do Estado para estabelecer políticas capazes de garantir os interesses gerais de longo prazo da fração hegemônica. Para Offe, no entanto, as justificativas para tal ação emergem do próprio interesse do Estado em preservar sua existência, que depende do ritmo da acumulação, enquanto que para Poulantzas resulta do Estado enquanto condensação material de relações de forças entre classes e de sua ação em estabelecer o interesse político geral de longo prazo do bloco no poder.

Poulantzas ([1978] 2013) irá enfatizar o papel essencialmente político das funções econômicas do Estado, ainda que relacionado à superacumulação e desvalorização do capital, sua gestão e reprodução, ou seja, ainda que justificadas pela dinâmica econômica. Para o autor, a diferença da atuação do Estado nas diferentes fases do processo de acumulação não está no fato de que, antes o Estado intervinha nas bordas da economia e hoje intervém no centro do processo de acumulação, mudando apenas os pontos de impacto do Estado na economia, mas restando imutável o espaço econômico[9]. Diferentemente disso, o autor identifica alterações dos espaços do Estado e da economia, sendo nessas alterações que se inscreve o papel do Estado na acumulação e na reprodução do capital.

Ainda que o autor não tenha vivenciado as transformações nas relações entre Estado e economia advindas da ideologia neoliberal, que apregoam a redução do Estado, seu pensamento contribui para compreender que não se trata de maior ou menor intervenção por parte do Estado, a partir de uma posição externa à economia. Em confronto a essa ideia, Poulantzas ([1978] 2013) afirma que toda medida econômica do Estado tem um conteúdo político não somente no senso geral de uma contribuição à acumulação do capital e à exploração, mas também no sentido de uma necessária adaptação à estratégia política da fração hegemônica.

Sendo assim, o entendimento do conteúdo político das funções do Estado em relação ao bloco no poder passa por questionar o porquê de determinadas medidas

[9] Esta questão terá grande relevância na análise que se fará adiante sobre a atuação no setor elétrico brasileiro.

econômicas serem tomadas pelo Estado e não diretamente pelo capital, o que não se explica apenas, conforme Poulantzas ([1978] 2013), pelo viés econômico - por serem atividades não rentáveis para o capital. O autor argumenta que uma análise das diversas formações capitalistas revela que não existem praticamente funções econômicas que possam ser cumpridas apenas pelo Estado; exceto o fisco, todas as demais foram ou são ocupadas, segundo diversas formações sociais e períodos históricos, pelo Estado, pelo capital ou por ambos.

> Do estabelecimento da infraestrutura ou das condições materiais gerais de produção (ferrovias, transportes, comunicação, etc.) à gestão monetária, a habitação, saúde, ensino, equipamentos coletivos, a qualificação da força de trabalho, até às modalidades concretas revestidas pela concentração-centralização do capital, a lista seria longa. A história da intervenção estatal não é nem uma história homogênea nas diversas formações sociais, nem uma história linear de um Estado acumulando e se apropriando, intrínseco a essa ou aquela atividade ou domínio econômico: é uma história de desenvolvimento desigual segundo as diversas formações, com avanços e recuos. E isso não se explica apenas por razões econômicas (POULANTZAS, [1978] 2013, p. 258).

Determinada atividade, segue o autor, apenas se mostra não rentável para o capital em certas formações sociais, em certos períodos históricos, na medida em que o Estado não criou ainda, pelo viés da intervenção, as condições de rentabilidade. Trata-se de um fenômeno variável segundo as diversas formações sociais e conjunturais, o que permite, em certa medida, perceber o desenvolvimento desigual das intervenções do Estado. É por esse aspecto que Poulantzas irá apontar para a insuficiência da razão econômica para explicar a totalidade da intervenção estatal, cuja explicação dependerá das formações sociais e conjunturais, não sendo válida para todos os setores e realidades socioeconômicas em que o Estado assume determinadas atividades no lugar do capital privado.

A razão para a atuação do Estado mesmo em domínios rentáveis para o capital, a exemplo de processos de nacionalizações ou a atuação do Estado na área de pesquisa, inovações, energia, etc., em áreas em que o capital privado poderia empreender, está no fato de que essas intervenções assumem frequentemente coordenadas gerais da reprodução do capital e são necessárias à reprodução do conjunto do capital social (POULANTZAS, [1978] 2013). A assunção de certas funções por esse ou aquele capitalista individual ou mesmo fração de capital porta riscos consideráveis, uma vez que essas funções podem ser desviadas em favor do

lucro de curto prazo dos agentes, bem como podem interferir contra uma reestruturação do conjunto do aparelho produtivo em prol do lucro exclusivo desses capitais, comprometendo gravemente outras frações de capital ou dos capitais individuais, o que aumenta consideravelmente as contradições internas do bloco no poder e ameaça sua hegemonia.

O cumprimento pelo Estado de funções em favor do interesse geral da burguesia em seu conjunto é, portanto, uma necessidade política. Tal aspecto não é compreendido apenas pelo viés econômico de não-rentabilidade de determinadas atividades para o capital, ainda que sejam necessárias ao processo de acumulação em geral.

Dos elementos teóricos expostos, busca-se compreender as políticas públicas voltadas para o setor elétrico brasileiro enquanto expressão da ação do Estado em prol do estabelecimento do interesse político geral de longo prazo do bloco no poder, resultante das próprias contradições internas ao Estado. Assim, poderá ser entendido o período desenvolvimentista, em que o Estado, ao promover a industrialização, toma a dianteira da consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica; e nos anos de 1990, quando o Estado estabelece o interesse de longo prazo do bloco no poder articulado às elites financeiras globais e primário-exportadoras, o que acarreta em restrições à ação das estatais, privatizações e alterações de marcos regulatórios e institucionais.

Após 2004, o padrão de acumulação vigente se mantém sobre as mesmas bases da década anterior, financeira e primário-exportadora, porém o projeto político busca conciliá-lo com a burguesia nacional e as demandas das classes subalternas. Para tanto, no setor elétrico, retomam-se o papel das estatais e o protagonismo dos grupos nacionais relacionados à construção, ao passo que a dinâmica de expansão setorial será articulada à consolidação da inserção internacional do país.

A próxima seção examina o papel do Estado junto às classes subordinadas com o intuito de garantir a consolidação da hegemonia da classe dominante.

### 1.2 O papel do Estado junto às classes subalternas

Com o intuito de estabelecer sua autonomia relativa, o funcionamento do Estado e a formulação de sua política não se reduzem a organizar os interesses

contraditórios das classes e frações de classes do bloco do poder, mas dependem igualmente e, sobretudo, do papel do Estado em relação às classes dominadas.

> Os aparelhos de Estado consagram e reproduzem a hegemonia levando a cabo um jogo variável de compromissos provisórios entre o bloco no poder e certas classes dominadas. Os aparelhos de Estado organizam e unificam o bloco no poder desorganizando, dividindo permanentemente as classes dominadas, polarizando-as frente ao bloco no poder e desestabilizando suas organizações políticas próprias (POULANTZAS, [1978] 2013, p. 206, tradução própria).

Nesse sentido, enquanto o Estado organiza os interesses de longo prazo da classe dominante, ele faz papel inverso em relação às classes dominadas, desarticulando-as e desorganizando-as frente às classes do bloco no poder.

A autonomia relativa do Estado frente a esta ou àquela fração do bloco no poder é igualmente necessária à organização da hegemonia, em longo prazo e em conjunto, do bloco no poder em relação às classes dominadas, a que se impõem os compromissos materiais indispensáveis a tal hegemonia. Novamente, não se trata de uma exterioridade frente às classes dominadas, pois tal papel também está inscrito na ossatura organizacional do Estado como condensação material de uma relação de forças entre classes.

Enquanto expressão e lugar conflitual da relação de forças entre frações do poder no bloco, mas igualmente a relação de forças entre este e as classes dominadas[10], o Estado não é um depositário de poder de classe, mas o lugar da organização estratégica da classe dominante em sua relação com as classes dominadas. É o centro e o lugar do exercício de poder, mas não é poder ele próprio.

Também não é possível compreender a dominação sobre as massas apenas pelo binômio “ideologia-repressão”. Sobre isso, o autor afirma que

> A relação das massas com o poder e com o Estado [não sendo o poder restrito ao Estado], no que se refere ao consenso, possui sempre um

[10] Com relação ao poder, Poulantzas ([1978] 2013) destaca seu caráter relacional. O poder de uma classe remete ao seu lugar objetivo nas relações econômicas, políticas e ideológicas, lugar que recupera as práticas das classes em luta, ou seja, relações desiguais de dominação/subordinação das classes enraizadas na divisão social do trabalho, e que consiste de fato em relações de poder. O lugar de cada classe, o seu poder, se limita pelo lugar das outras classes. O poder não é uma qualidade vinculada a uma classe em si, mas depende de um sistema relacional de lugares materiais ocupados por esse ou aquele agente. Quando aplicado às classes sociais, significa a capacidade de uma classe de realizar seus interesses específicos. Mais particularmente o poder político, aquele que se refere ao Estado, remete ainda à organização de poder de uma classe e à posição de uma classe na conjuntura, às relações de classe constituídas nas forças sociais, a um campo estratégico. O poder político de uma classe, sua capacidade de realizar esses interesses políticos, depende não somente de seu lugar, sua determinação de classe em relação às outras classes, mas também sua posição e estratégia face às outras, a estratégia de adversário.

> substrato material. O Estado, trabalhando a hegemonia de classe, age em um campo de equilíbrio instável de compromissos entre as classes dominantes e dominadas e assume assim uma série de medidas materiais positivas em direção às massas populares, mesmo se essas medidas se constituem de concessões impostas pela luta das classes dominadas. Esse fato é essencial para compreender a materialidade da relação entre Estado e massas populares que não pode ser verificada caso essa relação seja reduzida ao binômio "repressão-ideologia" (POULANTZAS [1978] 2013, p.68, tradução própria).

O papel do Estado em relação às massas populares nem pode ser reduzido a uma isca ou a uma mistificação ideológica pura e simples, nem pode ser reduzido ao Estado-Providência, às funções puramente sociais. O Estado organiza e reproduz a hegemonia de classes fixando um campo variável de compromissos entre as classes dominantes e as classes dominadas, impondo mesmo às classes dominantes certos sacrifícios materiais de curto prazo a fim de permitir a reprodução de sua dominação no longo prazo.

Toda uma série de medidas econômicas de Estado, particularmente aquelas que dizem respeito à reprodução ampliada da força de trabalho, foram impostas pela luta de classes em torno do que se pode designar sob a noção, social e historicamente determinada, de necessidades populares: da seguridade social à política que diz respeito ao desemprego e ao conjunto de domínios que envolvem o consumo coletivo foram resultados da luta de classes (POULANTZAS [1978] 2013).

As ações tomadas pelo Estado, mesmo as impostas pelas classes populares, são, ao longo do tempo, inseridas dentro de uma estratégia que assegure a reprodução das relações capitalistas de produção e dominação, compatível com sua reprodução ampliada, de modo que mesmo os compromissos firmados com as classes subalternas servem para legitimar os interesses do bloco no poder.

Para tanto, considerando as relações com as classes dominadas e suas formas de resistências, o Estado toma medidas essenciais em favor da acumulação ampliada do capital, que são elaboradas de maneira política, ou seja, de tal maneira que elas possam, em decorrência de concessões das classes dominantes (as conquistas populares), garantir a reprodução da hegemonia de classe e da dominação do conjunto da burguesia sobre as classes populares. O Estado não apenas garante esse mecanismo, como é ele o único com poder de garanti-lo: as classes e as frações dominantes envolvidas em seus interesses econômico-corporativos contraditórios e de curto prazo se revelam incapazes de garantir esse processo, sob o risco de

comprometerem seus interesses de longo prazo em nome dos desígnios individuais de curto prazo das frações de capital.

### 1.3 Reestruturação do Estado sob o neoliberalismo

Partindo das contribuições de Poulantzas ([1978] 2013) sobre a relação entre Estado e economia nos diferentes períodos do desenvolvimento do capitalismo, cabem algumas considerações acerca do processo de neoliberalização.

A ideologia neoliberal teve relevância pela primeira vez, enquanto norteadora de políticas, nos anos setenta, como resposta política estratégica a dois fenômenos: a decrescente rentabilidade das indústrias de produção massiva e a crise do estado de bem-estar keynesiano. Nos países centrais industrializados, as políticas neoliberais desmontaram os componentes institucionais básicos dos acordos do pós-guerra, implementando um conjunto de políticas orientadas a fortalecer a disciplina do mercado e a concorrência. Concomitante a isso, em todos os setores da sociedade os bens e serviços foram sendo transformados em mercadorias transacionáveis (THEODORE *et al.,* 2009).

Quanto aos países periféricos, tem-se que o Chile fora utilizado como "laboratório" para a implementação de tais políticas ainda nos anos de 1970, mas as reformas de cunho neoliberal só foram plenamente implementadas na década de 1990, como resposta à crise de endividamento dos anos oitenta, justificando a implementação das políticas neoliberais por parte das agências multilaterais sob a órbita estadunidense, o que foi aderido pelas elites financeiras e políticas, de maneira a submeter os países à disciplina dos mercados de capitais.

O pensamento neoliberal tem como pressupostos a crença nos mercados abertos, competitivos e não regulados, não submetidos a ingerências estatais nem a ações de coletivos sociais, o que representa o mecanismo ótimo para o desenvolvimento econômico. Conforme os autores, trata-se de uma visão utópica da supremacia dos mercados, visão enraizada em uma concepção de individualismo competitivo que refuta as distintas formas de solidariedade social e institucional.

Brenner *et al.* (2012) entendem a neoliberalização como uma dentre várias tendências de mudança regulatória que foram desencadeadas no sistema capitalista global desde a década de 1970. No âmbito do processo de neoliberalização são priorizadas respostas baseadas no mercado, orientadas para o mercado ou

disciplinadas pelo mercado para problemas regulatórios; esforça-se para intensificar a comodificação em todos os domínios da vida social; e frequentemente, mobiliza instrumentos financeiros especulativos para abrir novas arenas para a realização capitalista de lucros.

Entre as políticas baseadas nas doutrinas neoliberais estão: desregulamentação do controle do Estado sobre a indústria; ofensivas contra o trabalho organizado; redução de impostos corporativos, contrações e ou privatização de serviços públicos; desmantelamento nos programas de bem-estar social, ampliação da mobilidade do capital internacional e intensificação da concorrência entre as localidades (THEODORE *et al.,* 2009).

Assim, a doutrina neoliberal apresenta Estados e mercado como se fossem princípios de organização social e econômica diametralmente opostos, ao invés de reconhecer o caráter politicamente construído de todas as relações econômicas. Além disso, tem como premissa a existência de um modelo único de implementação de políticas que supõe que a imposição de reformas orientadas para o mercado sempre terá os mesmos resultados, não reconhecendo as variações que são desencadeadas ao se instalar reformas neoliberais em cenários institucionais e sistemas políticos distintos e específicos.

Theodore *et al.* (2009) diferenciam, então, o que seria uma ideologia neoliberal, que tem como um de seus pressupostos a ideia de que as forças de mercado operam de acordo com leis imutáveis, independentemente do lugar de onde se realiza; e a noção de “neoliberalismo realmente existente”, que destaca a inserção contextual dos projetos de reestruturação neoliberal e sua dependência à trajetória herdada do encontro entre as políticas neoliberais com os arcabouços regulatórios precedentes nas distintas formações sociais. Por meio desta noção, estabelece-se uma base analítica a partir da qual é possível compreender a produção de tais projetos no interior de contextos nacionais, regionais e locais específicos, cuja especificidade está determinada pelo legado de marcos institucionais, políticas estatais, práticas regulatórias e conflitos políticos que são transmitidos ao longo do tempo (THEODORE *et al*., 2009).

Deve-se, portanto, compreender o neoliberalismo realmente existente a partir de interações dependentes da trajetória e contextualmente específicas que se dão entre os cenários regulatórios herdados e os projetos emergentes de reformas

neoliberais orientados pelo mercado. Conforme os autores, não basta apenas captar seus fundamentos político-ideológicos, mas examinar as diferentes formas institucionais, as direções em que se desenvolve e os diversos efeitos sócio-políticos e suas múltiplas contradições.

Os programas neoliberais nunca são impostos em sua forma pura, pois sempre são introduzidos em contextos político-institucionais que têm sido moldados significativamente por um legado de disposições regulatórias, práticas institucionalizadas e arranjos políticos transmitidos através do tempo.

> En este sentido, existe una gran probabilidad de que la evolución de toda configuración político-institucional tras la imposición de reformas neoliberales en matéria de políticas estatales, muestre fuertes propiedades de dependencia de la trayectoria, en que la institucionalidade vigente configura de manera significativa el alcance y trayectoria de la reforma. En este contexto, las instituiciones pre-neoliberales o no-neoliberales que perduran en un processo de reestructuración neoliberal no deben ser vistas como simples resíduos institucionales anacrónicos, pues al interprenetrarse com formas neoliberales de reestructuración configurarán trayectorias y resultados en modalidades que son específica, generadoras y contradictorias (THEODORE *et al*., 2009, p. 5)[11].

A análise do neoliberalismo realmente existente deve explorar: i) os cenários regulatórios e acordos políticos historicamente específicos prevalecentes em territórios nacionais particulares no período fordista-keynesiano de desenvolvimento capitalista; ii) os padrões de formação de crises historicamente específicos, o desenvolvimento desigual e as questões sociopolíticas que emergiram no interior desses territórios, a partir da crise sistêmica; iii) a subsequente interação entre iniciativas neoliberais orientadas ao mercado e certos marcos regulatórios, padrões de desenvolvimento territorial e alianças sociopolíticas que foram herdados do período anterior a implementação das reformas neoliberais; e iv) a concomitante evolução das agendas neoliberais relativas às políticas estatais e suas estratégias reestruturadoras

[11] Neste sentido, existe uma grande probabilidade de que a evolução de toda configuração político-institucional traz a imposição de reformas neoliberais em matéria de políticas estatais, mostra fortes propriedades de dependência da trajetória, em que a institucionalidade vigente configura de maneira significativa o alcance e a trajetória da reforma. Neste contexto, as instituições pré-liberais ou não-liberais que perduram em um processo de reestruturação neoliberal não devem ser vistas como simples resíduos institucionais anacrônicos, pois ao interpenetrarem-se com formas neoliberais de reestruturação configuraram trajetórias e resultados em modalidades que são específicas, geradoras e contraditórias (THEODORE *et al*., 2009, p. 5).

em sua conflitiva interação com condições político-econômicas, disposições regulatórias e “geometrias de poder” contextualmente específicas.

A compreensão das transformações institucionais e espaciais no âmbito do neoliberalismo, portanto, deve considerar o processo de destruição criativa, que permite captar as interações dependentes da trajetória que se dão entre as formas institucionais existentes e os projetos neoliberais emergentes. A transição entre os marcos institucionais e regulatórios fordistas (e/ou nacional-desenvolvimentista, socialismo de estado, etc.) para os que predominam no neoliberalismo passa por dois momentos dialeticamente imbricados, porém analiticamente diferenciados: a destruição parcial de disposições institucionais e acordos políticos vigentes, mediante iniciativas reformadoras e orientadas ao mercado; e a criação tendencial de uma nova infraestrutura para um crescimento econômico orientado para o mercado, a mercantilização de bens e serviços e uma normatividade centrada no capital (THEODORE *et al*., 2009).

Todos os processos de neoliberalização são marcados por lutas regulatórias que recorrentemente configuram as capacidades e orientações políticas e as trajetórias futuras das reestruturações neoliberais, que guardarão, portanto, o caráter específico e devem ser encarados como um processo em aberto.

A neoliberalização é entendida como uma forma diversificada de reestruturação regulatória que produz diferenciação geoinstitucional em lugares, territórios e escalas, de maneira sistemática, como um aspecto de sua lógica operacional básica e não apenas um processo de adaptação; e com profunda dependência da trajetória, pois a coalisão das diversas paisagens regulatórias herdadas de formações regulatórias anteriores, resulta em articulações e institucionalizações bastante heterogêneas. Nesse sentido, a neoliberalização é compreendida como uma tendência historicamente específica, desenvolvida de maneira desigual, híbrida e padronizada de reestruturação regulatória disciplinada pelo mercado (BRENNER *et al*., 2012).

Na reestruturação regulatória que se desenvolve no âmbito do processo de neoliberalização desempenham importante papel os Estados nacionais. De acordo com Brenner (2004), a reestruturação neoliberal não envolve um desaparecimento, contração ou desmantelamento do Estado-Nação. Tal concepção, na verdade, escamotearia o seu papel crucial como agente do processo de reestruturação global do capitalismo.

Diferentemente disso, a reestruturação contemporânea do capitalismo deveria ser entendida como um reescalonamento das configurações socioespaciais organizadas nacionalmente, que promovem a descentralização da organização político-econômica em nível da escala nacional que sustentou o capitalismo industrial desde o século XIX. Nesse sentido, serve ao capitalismo contemporâneo ao desmontar hierarquias escalares historicamente arraigadas, propiciando o "salto de escalas". À luz do marco teórico analisado para se compreender o Estado capitalista, no âmbito da neoliberalização, o Estado encarna os interesses da classe hegemônica, que no pós-1970 está relacionada à acumulação financeira e a abertura de espaços de acumulação aos capitais globais, para o que serve a reestruturação regulatória disciplinada pelo mercado.

A "desnacionalização" através da estratégia dos saltos de escala está vinculada a conflitos de reterritorialização, em que novas configurações socioespaciais subnacionais e supranacionais são construídas. Ainda que reterritorializada e reescalonada, a escala nacional não se dissolve; ao contrário, serve como estrutura geográfica crucial para a dialética multiescalar de desterritorialização e reterritorialização. Tal aspecto é analisado por Brenner (2004) a partir da reinterpretação de duas formas de desterritorialização: a do capital e do Estado nacional.

Sobre a primeira, a que o autor se refere como reescalonamento do capital, afirma que, apesar da alta mobilidade do capital e velocidade de circulação reconhecida na contemporaneidade, uma característica básica do processo de circulação permanece inexoravelmente dependente de um conjunto técnico-institucional relativamente fixo, localizado e territorialmente integrado que combina tecnologia, meios de produção, organização industrial e força de trabalho para a extração de mais-valia, a que Harvey ([1982] 2006) compreende por ajuste espacial a coerência estruturada. Este olhar confere inteligibilidade ao processo de reescalonamento das economias nacionais e as novas formas pelas quais este é permeado por fluxos supranacionais desagregados entre economias locais e regionais.

No que se refere ao reescalonamento *do Estado*, apesar da ideia de desterritorialização afirmar a emergência de espaços globais sob a alegoria do declínio ou erosão da territorialidade do Estado-Nação, é de se considerar na

integração geoeconômica contemporânea Estados mais permeáveis ao fluxo transnacional de capital, dinheiro, *commodities*, trabalho e informação. Isso, porém, não está necessariamente vinculado à erosão ou enfraquecimento do Estado, nem mesmo do estado nacional. Ao invés disso, assiste-se a uma reorganização, reconfiguração funcional, institucional e geográfica do Estado em uma vasta e complexa, contraditória e complementar gama de escalas espaciais. Se as formações nacionais são atingidas e, em muitos casos, redefinidas, tal processo não tem produzido a desconstituição da centralidade das instituições do Estado na regulação dos processos políticos e econômicos, mesmo que agora significativamente reterritorializadas e reescaladas.

A despeito da reestruturação e desmantelamento da maioria dos elementos da ordem regulatória keynesiano-fordista do pós-guerra, os Estados Nacionais, suas intervenções, foram e têm sido decisivos para viabilizar os processos de integração geoeconômica, merecendo menção, entre outras, as políticas voltadas para a: construção e fortalecimento de regimes legais globais e nacionais para a atuação de capitais globais; provisão de condições domésticas para a atuação global de corporações transnacionais; aquisição por desnacionalização de grupos nacionais por empresas transnacionais; estabelecimento de condições regulatórias territorialmente específicas para o investimento de capitais globais; e controle de condições para reprodução da força de trabalho dentro das fronteiras territoriais (BRENNER, 2004).

No processo de “internacionalização do Estado” (COX, 1987, *apud* BRENNER, 2004), a competitividade global passa a imperar sobre as políticas nacionais, o que sugere a noção de “Estados competitivos”, em que a prioridade central das políticas seria criar um clima favorável aos negócios para o capital transnacional dentro das fronteiras nacionais. Para Cerny, o Estado torna-se um agente para a *commoditização* do coletivo em um campo mais amplo de atuação do mercado (CERNY, 1995, *apud* BRENNER, 2004).

Fica, pois, evidenciada a fragilidade das teses acerca do Estado fraco ou mínimo invocadas pelos defensores da globalização neoliberal e, ao mesmo tempo, desvela-se o Estado enquanto o principal catalisador político-institucional da globalização, em certa medida em conformidade com o papel organizador do Estado em favor do bloco no poder e a ideia de transformações tanto no Estado quanto na economia, aspectos tratados por Poulantzas ([1978] 2013). A maneira pela qual as

políticas e instituições neoliberais serão aderidas nas diferentes formações sociais dependerá do resultado do imbricamento das políticas implementadas com as políticas previamente em curso, o que resultará no “neoliberalismo realmente existente”.

Em razão das modificações nas relações de produção, na divisão do trabalho, na reprodução da força de trabalho, na extração da mais-valia e na exploração, uma série de domínios antes “marginais”, como qualificação da força de trabalho, urbanismo, transportes, saúde, meio ambiente, passaram a integrar a ordem regulatória do estado de bem-estar social e, no caso dos países periféricos, fizeram parte do arcabouço regulatório dos estados desenvolvimentistas. Tais aspectos, ressaltados por Poulantzas ([1978] 2013) quanto ao Estado-providência, ampliaram e modificaram o espaço-processo da reprodução de capital conferindo novo senso ao papel do Estado nesses domínios. Essas transformações do espaço-processo econômico modificaram os pontos de impacto do Estado e fizeram com que ele operasse cada vez mais ao centro da reprodução de capital.

Paralelamente, o espaço do Estado se ampliou e se modificou na medida em que setores inteiros de valorização do capital e de reprodução da força de trabalho (capital público e nacionalizado entre outros) se inseriram a partir de então diretamente no Estado: se o Estado tem esse papel na economia, isso ocorre também porque não se trata do mesmo Estado, este já está em processo de transformação.

Em face do processo de neoliberalização, as garantias sociais que marcaram o pacto entre classes no Estado-Providência, a exemplo das concessões das classes dominantes às demandas das classes subalternas, como coloca Poulantzas ([1978] 2013), deram lugar à flexibilização de leis trabalhistas e sociais, à abertura de áreas de acumulação para os capitais privados em setores antes considerados serviços públicos, às desnacionalizações, às desregulamentações, às isenções fiscais, entre outros, expressando novas formas das relações entre as classes e a própria mudança no seio da luta de classes[12], expressando transformações no Estado e na economia, assim como na relação entre ambos.

[12] De acordo com Harvey (2004), o neoliberalismo promoveu a restauração do poder de classe, não necessariamente do poder econômico às mesmas pessoas, o que se altera em cada formação social. No entanto, dentre as tendências gerais identificadas, tem-se a forte expansão da atividade e do poder no mundo financeiro. Liberta das restrições e barreiras regulatórias, essa atividade passou a florescer em todo o mundo. Como

Se no Estado-providência prevaleceu a ideia de garantidor do crescimento e bem-estar, o Estado neoliberal caberia o papel de criar e preservar uma estrutura institucional apropriada para garantir os direitos individuais à propriedade privada, ao livre mercado e ao livre comércio (HARVEY, 2004).

O neoliberalismo, portanto, impõe novas formas de garantir a hegemonia de classe frente às classes dominadas, para as quais colabora a flexibilização de direitos sociais e trabalhistas; o uso da força; as desregulamentações e o enfraquecimento da democracia, não necessariamente pela força, característico de regimes autoritários, mas via privatização das decisões, para o que colabora o discurso da técnica, da consultoria, etc. Ainda que tenha alterado algumas de suas funções no jogo de relação entre classes, se comparado ao Estado de bem-estar social, as ações do Estado se mantêm com a finalidade de garantir os interesses de longo prazo do bloco no poder, ainda que a partir de ações distintas.

As reformas do setor elétrico das décadas de 1990 e 2000 serão apreendidas a partir do processo de neoliberalização em curso no Brasil, levando-se em consideração seu caráter específico, que culminou em determinado aparato regulatório e institucional e em transformações nas formas de atuação do Estado.

## 1.4 A relação entre infraestrutura e acumulação de capital

Antes de se passar à análise das dinâmicas de acumulação que pautaram o capitalismo brasileiro e articulá-las ao desenvolvimento do setor elétrico, faz-se necessário compreender a especificidade da infraestrutura, enquanto capital fixo e fundamental ao processo de acumulação e sua articulação com o aparelho estatal.

Hirschman (1958), influenciado pelo pensamento keynesiano, compreendeu os investimentos em infraestrutura a partir do conceito de Capital Social Fixo (CSF), em contraposição às Atividades Diretamente Produtivas (ADP). A especificidade seria que o CSF é capaz de criar externalidades e sinergias, de modo a darem suporte ao funcionamento das demais atividades produtivas que, sem ele, não poderiam funcionar.

---

consequência, aprofunda-se o domínio das finanças sobre todas as áreas da economia e sobre o aparato de Estado.

Segundo ele, por Capital Social Fixo (CSF) compreendem-se os serviços básicos para o desenvolvimento de uma grande variedade de atividades econômicas, sendo mantidos em praticamente todos os países pela Administração Pública ou por agentes privados sujeitos à fiscalização pública. Suas características envolvem a indivisibilidade técnica, a elevada relação capital-produção e os vultosos investimentos requeridos *vis-à-vis* o longo prazo de maturação.

Disso decorreria a importância desses investimentos para as políticas desenvolvimentistas, não pelos seus efeitos diretos sobre a produção final, mas por incitar a instauração de atividades diretamente produtivas, ou seja, gerar externalidades e sinergias com alto grau de generalização de uso. O longo prazo de maturação, os altos investimentos e a indivisibilidade técnica seriam as razões pelas quais os Estados deveriam intervir visto que essas características se diferenciam daquelas atraentes ao capital privado (HIRSCHMAN, 1958).

A natureza de base material; a necessidade geral para a produção social, enquanto suporte indistinto dos processos produtivos ao se inserir em diversas cadeias produtivas, não discriminando previamente os fins, possuir baixa elasticidade de oferta e se caracterizar pela indivisibilidade técnica e imobilização de capital, com instalações de longa duração e larga escala, justificariam as razões pelas quais os investimentos em infraestrutura requerem, para serem provisionados, a ação do Estado (BRANDÃO, 1996).

A partir de Hirschman (1960), Brandão (1996) destaca que as decisões de inversão em obras de infraestrutura possuem elevada capacidade de emulação e geralmente são acionadas pelo seu caráter anticíclico, dada a capacidade de geração de empregos e as extensas relações interindustriais, proporcionando *linkages* para frente e para trás em uma gama de indústrias, com destaque para a construção civil. Por outro lado, possuem caráter pró-cíclico, pela dependência ao gasto do Estado, ou seja, da situação fiscal e financeira e da situação do crédito de longo prazo. No sentido keynesiano, os investimentos em infraestrutura teriam efeitos positivos para a demanda agregada, pois gerariam efeito multiplicador de renda e emprego e provisionariam a infraestrutura básica necessária ao processo de acumulação capitalista.

A necessidade de intervenção não difere do argumento político das ações econômicas do Estado, ou seja, garantir as condições propícias para o processo de

acumulação, sob a direção de uma fração de classe hegemônica, como afirmam os autores discutidos anteriormente. Conforme Poulantzas ([1978] 2013), a história da ação econômica do Estado se diferenciará ao longo do tempo e de acordo com as distintas formações históricas, de modo que a inviabilidade de determinada atividade para o capital não é uma característica intrínseca das atividades que em determinadas formações sociais ficaram a cargo do Estado. Tal inviabilidade só se verifica na medida em que o Estado ainda não as tornou viável para o capital, por meio da intervenção.

À luz de Poulantzas ([1978] 2013), considerando a necessidade de garantir as condições de longo prazo do capital em geral, a intervenção do Estado em infraestrutura, seja investindo diretamente, seja proporcionando as condições econômico-financeiras para a realização por parte dos capitalistas individuais, teria o viés político ao ser capaz de amalgamar os interesses de diferentes frações de classe, incluindo as classes subalternas, em prol da consolidação dos interesses da fração hegemônica.

Em decorrência das elevadas imobilizações de capital, os investimentos em infraestrutura requerem um esquema de financiamento de mais longo prazo temporal, além dos vultosos gastos em monitoramento e manutenção. Por essas características é que se compreende a estreita relação entre Estado e infraestrutura.

Baseando-se em Marx, Harvey (1982) entende a infraestrutura a partir da dicotomia entre capital fixo e capital circulante. Como coloca Marx, o capital fixo é essencial para a produção do capital circulante que, por sua vez, o é para a produção do capital fixo. Uma vez que o capital fixo perde valor caso não esteja em uso, um fluxo de capital circulante contínuo, tanto na forma de trabalho, como de matérias-primas, é uma condição necessária para a negociação do seu valor.

Por capital fixo compreende-se aquilo que é parte da produção da riqueza social, o total de estoque de bens materiais usados para a produção de mais-valia. Distingue-se do capital circulante, em primeiro lugar, pela maneira como seu valor passa para o produto final; o valor equivalente do capital fixo circula pouco a pouco, à medida que se torna parte do produto final, o que faz dele diferente do capital constante (como matéria-prima), cujo valor é reconstituído no produto final. Outra distinção é o modo de realização, pois diferentemente de outros elementos “auxiliares”

do capital constante, como os insumos energéticos, o capital fixo tem alto grau de rotatividade, podendo ser usado em vários períodos do processo produtivo[13].

A peculiaridade da forma de circulação do capital fixo (plantas e equipamentos, infraestrutura física de produção, matérias-primas, materiais auxiliares e instrumentos) encontra-se no fato de que continua a circular como valor enquanto permanece materialmente circunscrito aos limites do processo produtivo como um valor de uso[14]. A análise inicialmente realizada para os instrumentos de trabalho[15] – o maquinário – é estendida para a infraestrutura, que Harvey apresenta como "formas especiais da circulação de capital fixo".

Assim, além do maquinário, o capital fixo também inclui os mais diversos itens como navios e estaleiros, ferrovias e locomotivas, barragens e pontes, sistema de abastecimento de água e esgoto, estações de energia, plantas de fábricas, armazéns, etc. Harvey (1982) ressalta como e com qual objetivo o sistema de crédito deve necessariamente existir como um meio para tratar alguns dos problemas crônicos que emergem no contexto da formação e uso do capital fixo. Isso decorre de situações em que a circulação do capital fixo assume algumas especificidades.

Dentre essas especificidades, destaca-se a larga escala e alta durabilidade. A complexidade de sua produção e circulação emerge da relação entre o investimento e seu uso, uma vez que o período de trabalho requerido para produzir esses itens é demasiadamente longo, o que implica em "um fardo" aos seus produtores, a exemplo do que ocorre com projetos siderúrgicos, complexos petroquímicos, nucleares ou barragens.

Com relação à larga escala, a quantidade de valor que tem de ser lançada na circulação monetária e extraída da circulação de mercadorias no início varia muito, dependendo da natureza do capital fixo formado. A escala demandada para a sua constituição irá impor barreiras em decorrência das circunstâncias econômicas para

---

[13] Nesse ponto, Harvey (1982) faz uma ressalva em relação ao capital constante do tipo "insumo energético", a que se refere como "elementos auxiliares do capital constante". Por esse aspecto, entende-se que a infraestrutura energética é um capital constante do tipo capital fixo; a energia é do tipo insumo, matéria-prima.

[14] "The peculiarity of this form of circulation lies in this: fixed capital continues to circulate as value while remaining materially locked within the confines of the production process as a use value (HARVEY, 1982, p. 208).

[15] This poses an immediate and obvious difficulty (...) the productive consumption of the machine depends to some degree upon its purely physical characteristics – durability and physical efficiency being of prime importance. The more durable the machine, therefor, the more slowly it transfers value to the final product. But Marx also insists that idle or under-utilized machines lose their value without transferring it: they suffer devaluation (HARVEY, 1982, p. 209).

realizá-lo. Assim, a escala de investimento de capital fixo depende em parte do impulso para conseguir economias de escala na produção, economia de emprego de capital constante, além de não ser independente do grau de concentração e centralização de capital.

Quanto à alta durabilidade, a partir de Marx, Harvey (1982) esclarece que o tempo de circulação do capital fixo leva a duas contradições: se por um lado a durabilidade do capital fixo tem efeitos sobre o seu tempo de circulação, o que faz com que quanto mais durável, menos é necessário renová-lo; por outro, a maior durabilidade o expõe a maior desvalorização por meio da mudança tecnológica. Assim, a durabilidade do capital fixo varia de acordo com as circunstâncias econômicas e das possibilidades materiais e tecnológicas.

Outra forma especial é o capital fixo do tipo autônomo, em que ele não aparece como simples instrumento de produção no interior do processo de produção, mas como forma autônoma do capital – ferrovias, estradas, aquedutos, etc. –, como capital incorporado à terra. Isso implica em que o capital fixo do tipo autônomo pode ser distinguido do capital fixo dentro do processo de produção imediato devido às funções muito específicas que ele realiza em relação à produção, ou seja, ele atua como "as condições gerais de produção" (*Grundrisse*, *apud* HARVEY, 1982). Os capitalistas podem utilizá-lo em comum e, como indivíduos, podem usá-lo em uma base temporária, adquirindo o valor de uso desse tipo de capital fixo em uma base anual (anuidade) ou através de serviços remunerados[16]. Isso implica que o capital fixo na forma autônoma é de propriedade de outra pessoa que não o capitalista, o que envolve para sua circulação a forma específica de capital monetário como retorno.

Destaca-se, a partir de Marx, que não se deve confundir capital fixo com imobilidade do capital (navios e locomotivas são capital fixo, apesar de serem móveis, enquanto alguns elementos do capital circulante, *como hidroenergia*, tem que ser utilizado *in situ).* Mas o papel peculiar do capital fixo do tipo infraestrutura sob o capitalismo em geral e em economias nacionais em particular deve ser considerado, qual seja, a sua imobilidade no espaço.

[16] Aluguel anual para alojar a produção; aluguel semanal de uma empilhadeira; aluguel de um container para transportar a mercadoria.

Essa assunção leva ao conceito de ambiente construído, que funciona como um sistema de recurso vasto, humanamente criado, que compreende valores de uso incorporados na paisagem física, que pode ser utilizado para produção, trocas e consumo. Esse aspecto está relacionado à outra constatação: o capital tende a comprimir tempo e espaço. O processo de reprodução e acumulação de capital requer a superação de todas as barreiras espaciais, promovendo a “anulação do espaço pelo tempo”, primordial à produção de configurações espaciais fixas e imóveis (HARVEY, 1982; HARVEY, 2006).

Uma vez que o capital pode se mover como mercadoria, como dinheiro, como processo de trabalho empregando capital constante e capital variável, em diferentes rotatividades, a velocidade do seu movimento é vital na determinação da taxa de mais-valia e, por conseguinte, da taxa de lucro. Como coloca Marx, o capital deve romper todas as barreiras espaciais para trocar e conquistar todos os mercados da terra, o que aniquila o espaço pelo tempo, de maneira a reduzir a rotatividade do capital (HARVEY, 1982).

Assim, o capitalismo tende a superar barreiras espaciais através da criação de infraestruturas físicas que são imóveis no espaço e altamente vulneráveis a desvalorização específica do lugar. A decisão de promover a montagem infraestrutural de geração de energia elétrica incorre na situação de que o “valor tem que ser imobilizado crescentemente com o objetivo de alcançar a integração espacial e eliminar as barreiras espaciais para a circulação de capital” (HARVEY, 1982, p. 380). A contradição está no fato de o processo de acumulação de capital requerer para a sua circulação, montantes crescentes de capital em sua forma imobilizada.

Ao tratar da localização dos processos produtivos, Harvey (1982) afirma que a transformação da natureza, a produção de valores de uso sociais, necessariamente ocorre em um espaço em particular. A localização da produção opera efeitos no processo de acumulação capitalista ao proporcionar vantagens ao capitalista individual, que dependem do custo do capital constante e do capital variável, custo de transporte, custos financeiros, custo e disponibilidade de recursos naturais, condições sociais, políticas e econômicas sob o valor da força de trabalho, níveis de demanda efetiva, etc. Assim, os produtores também se engajam em competições espaciais, que é a competição por lugares e localizações favoráveis para a dominação de um mercado.

A necessidade de se fixar irá trazer algumas implicações ao processo de acumulação. Considerando os aspectos espaciais da concorrência[17], Harvey (1982) destaca a importância da localização dentro do processo de circulação e acumulação de capital, sob o “desenvolvimento geográfico desigual”, que junto com a radical reestruturação do espaço econômico do capitalismo, desempenha papel crucial nos processos de crise e suas resoluções, resultando no que ele se refere como “ajuste espacial” para as internas contradições do capitalismo.

Esse ajuste espacial é constrangido pelas elevadas quantidades de capital fixo demandadas pelos processos produtivos, de modo que o capitalismo dependa cada vez mais de capital fixo para extrair os ganhos de produtividade do trabalho. Assim, seu caráter fixo torna-se uma barreira a ser superada. A tensão entre a instabilidade gerada por novas formas de capital e a estagnação associada a investimentos passados está sempre presente na geografia da produção capitalista. Disso deriva a valorização e desvalorização dos espaços no processo de ajuste espacial para a superação das crises, uma vez que, através do processo de “destruição criadora”, a desvalorização e valorização criam novos espaços para a acumulação de capital.

Quando da necessidade de promover o ajuste espacial, se os capitalistas podem utilizar o valor de uso do capital incorporado na paisagem pagando uma taxa de serviço, eles podem facilmente mudar suas localizações sem incorrer em altas penalidades de desvalorização. Portanto, é vantajoso para os capitalistas quando o capital incorporado na paisagem é de propriedade de qualquer outro agente. Essa vantagem, que se aplica a qualquer agente econômico, é realizada quando a porção do capital total circula através do meio ambiente construído como um capital fixo de tipo independente. O princípio geral que opera aqui é: ambos, capital e trabalho, podem se tornar mais geograficamente móveis ao preço do congelamento de uma porção de capital social total no espaço (HARVEY, 1982).

O autor destaca o caráter conflituoso dessa condição. Se a porção do capital livre para se mover tira o máximo de vantagem de sua potencial mobilidade, então aquela outra porção de capital que está “presa” no local certamente sofrerá todas as formas de revalorizações incertas (crescimento e declínio de valor). Se o capital

[17] Conforme Harvey (1982), os aspectos espaciais da competição foram ignorados por Marx, que mais se dedicou as “leis coercitivas da concorrência”.

bloqueado no ambiente construído é de propriedade de outra fração de capital, então essa fase leva a um conflito entre as frações de capital. A peculiar necessidade de circulação de capital através dos ambientes construídos tem significado a evolução de um tipo especial de sistema de produção e realização que define novos papéis aos agentes econômicos, empresários, credores, Estado, etc. Conforme o autor, "o Estado pode usar taxas (presentes ou antecipadas) [garantias] para apoiar investimentos que o capital não pode ou não irá empreender, que ampliam a base de circulação de capital"[18] (HARVEY, 1982, p. 395). Portanto, estaria o Estado capitalista em suas funções de organizar os interesses de longo prazo dos capitalistas individuais seja na provisão de crédito, seja na provisão de infraestrutura.

Eis um caráter contraditório do processo de acumulação capitalista e que permite a relação entre infraestrutura e acumulação de capital: a necessidade do capital se fixar para promover a sua circulação. É o capital fixo na forma de infraestrutura que se fixa em determinado espaço para permitir a fluidez do capital circulante e sua valorização. Portanto, é se tornando fixo que ele circula e se realiza enquanto valor.

Dessa maneira, Harvey (2006) compreende a infraestrutura a partir das contradições do próprio processo de acumulação, em que há a necessidade de acelerar a circulação de capital, ao mesmo tempo em que, para isso, requer que parcela desse capital seja mantida fixa. Conforme este autor, os imperativos da acumulação requerem a abertura de novos canais e caminhos capazes de absorver o capital excedente de maneira produtiva, a partir de deslocamentos espacial e temporal, que solucionam, ainda que temporariamente, suas crises sistêmicas. A circulação de capital deve ser completada em uma determinada extensão de tempo, denominado de "tempo de rotação socialmente necessário", ou seja, tempo médio necessário para girar certa quantidade de capital em relação à taxa média de lucro sob condições normais de produção e circulação.

Os capitalistas que giram seus capitais mais rápido do que a média social obtém lucros excedentes; os que não conseguem atingir a média ficam sujeitos à desvalorização de seus capitais. Nesse sentido, a competição gera pressões para

[18] "(...) the state can use *taxes* (present or anticipated) as backing for investments which capital cannot or will not undertake but which nevertheless expand the basis for local circulation capital".

acelerar o tempo de rotação mediante a mudança tecnológica e organizacional. Toda aceleração agregada libera excedentes tanto de capital como de força de trabalho. Ainda, as condições anormais de desvalorização são, normalmente, sinalizadas por uma desaceleração geral.

No entanto, algum capital circula necessariamente em ritmo mais lento, como o capital imobilizado (maquinário, instalação física e infraestrutura) e dentro dos estoques de consumo (bens duráveis de consumo, moradias, etc.). A produção de ciência e tecnologia e o provimento de infraestruturas sociais de educação, saúde, serviços sociais, justiça, administração pública, execução da lei e defesa militar definem áreas em que o tempo de gestação dos projetos é longo e o retorno dos benefícios, se houver, demora muitos anos. Os investimentos desse tipo dependem da criação prévia de excedentes tanto de capital como de força de trabalho em relação às necessidades de consumo.

Tais excedentes são continuamente gerados dentro do processo de circulação de capital. A questão que surge é se esses excedentes devem ser direcionados para projetos a longo prazo de criação de infraestrutura física e social, que podem ajudar a fomentar tempos de rotação agregados mais rápidos. Nesse sentido é que o autor coloca que parte da circulação de capital desacelera-se para promover tempos de rotação acelerados para a parte restante. Tem-se, portanto, como função dos investimentos em infraestrutura acelerarem os tempos de circulação de capital, o que requer que parcela de capital seja imobilizada.

> Toda forma de mobilidade geográfica (do capital – NA) requer infraestruturas espaciais fixas seguras para funcionar efetivamente (...) A capacidade tanto do capital como da força de trabalho de se moverem, rapidamente e a baixo custo, de lugar para lugar, depende da criação de infraestruturas físicas e sociais fixas, seguras e, em grande medida, inalteráveis (...) a capacidade de dominar o espaço implica na produção do espaço (HARVEY, 2006, p. 148-149).

Conforme Harvey (2006), a despeito da possibilidade de os capitalistas se livrarem de limites geográficos específicos no processo de acumulação, há limites espaciais tecnologicamente definidos, dados pela união de capital e força de trabalho em determinado espaço para ocorrer a produção. Assim, os capitalistas a partir de suas decisões locacionais específicas, moldam a geografia da produção em configurações espaciais distintas. O resultado desse processo, afirma Harvey (2006),

é denominado de “coerência estruturada”, que abrange as formas e as tecnologias de produção que permitem ao capital circular no espaço sem os limites do lucro, com o tempo de rotação socialmente necessário sendo excedido pelo custo e tempo de movimento.

A partir de Harvey (2006), é possível afirmar que cabe ao Estado promover a coerência estruturada em determinado espaço, conferida por suas políticas que regulam o processo laboral, os padrões de vida da população, a regulamentação e remuneração adequadas ao capital e as infraestruturas físicas e sociais. Tal coerência estruturada confere ao espaço coerência territorial e define os espaços regionais,

> (...) em que a produção, o consumo, a oferta e a procura (...) a produção e a realização, a luta de classes e a acumulação, a cultura e o estilo de vida permanecem unidos como certo tipo de coerência estruturada, em uma soma de forças produtivas e de relações sociais (HARVEY, 2006, p.147).

Como já assinalado, as infraestruturas necessárias absorvem capital e força de trabalho na sua produção e manutenção, o que faz com que parte da totalidade do capital e da força de trabalho sejam imobilizadas no espaço, congeladas, para proporcionar maior movimento a ambos. Mas a viabilidade de capital e trabalho comprometidos com a produção e manutenção de tais infraestruturas só são asseguradas se o capital remanescente circular; se isso não se realizar, o capital e o trabalho ficam sujeitos à desvalorização. Nesse sentido é que a ação do Estado para promover o suprimento de energia elétrica, tanto atuando na produção, transmissão e distribuição, quanto em suas funções reguladoras, contribui para promover a coerência estruturada em determinado espaço social. O conceito de coerência estruturada e o papel do Estado em promovê-la captura o caráter político de sua ação.

Oliveira (1988), ao tratar da provisão de serviços por parte do Estado com o intuito de rebaixar os custos para o capital e permitir a sua valorização, denomina tais serviços de “antimercadorias”, essenciais para o processo de acumulação capitalista. Durante as cinco décadas entre os anos de 1940 e 1990, o que se chamou nos países centrais de *Welfare State* ou Estado-Providência, decorrente das políticas anticíclicas keynesianas, constituiu-se em um padrão de financiamento público da economia capitalista.

> Este pode ser sintetizado na sistematização de uma esfera pública onde, a partir de regras universais e pactadas, o fundo público, em suas diversas formas, passou a ser o pressuposto do financiamento da acumulação de

> capital, de um lado, e, de outro, do financiamento da reprodução da força de trabalho, atingindo globalmente toda a população por meio de gastos sociais (OLIVEIRA, 1988, p. 8).

O autor reconhece que toda a gama de subsídios e auxílios públicos ao capital e ao trabalho não são próprias do Estado-Providência, mas constitutivas do próprio capitalismo, cujo funcionamento é impensável sem a utilização de recursos públicos que, em certos casos, funcionaram quase como uma "acumulação primitiva[19]". No entanto, no Estado-Providência, o financiamento público, a partir da constituição de fundos públicos, tornou-se mais abrangente, estável e marcado por regras assentidas pelos principais grupos sociais e políticos, diferindo daquele que dependia da força e da pressão de grupos específicos.

Oliveira (1988) destaca que o fundo público na fase do Estado-Providência passou a ser um *ex-ante* das condições de reprodução de cada capital, em lugar de seu caráter *ex-post* típico do capitalismo concorrencial. "Ele é a referência pressuposta principal (...) que sinaliza as possibilidades de reprodução", de modo que "o cálculo da taxa de lucro passa pelo fundo público, o que o torna um componente estrutural insubstituível" (OLIVEIRA, 1988, p. 9). É por essa razão que Francisco de Oliveira entende a elevação de despesas públicas nos países capitalistas – aspecto que o autor observa nos principais países da OCDE entre o pós-guerra e os anos de 1980 e cujo objetivo foi transferir para o financiamento público parcelas da reprodução da força de trabalho e do capital – como tendência histórica no sistema capitalista.

Esse mecanismo permitiu retirar dos custos internos de produção, a reprodução da força de trabalho. Socializar tais custos foi o caminho que algumas sociedades nacionais fizeram para a constituição do trabalho abstrato em quase todas as grandes economias e sociedades capitalistas contemporâneas. Assim, o crescimento do salário indireto transformou-se em liberação do salário direto ou da renda domiciliar disponível para alimentar o consumo de massa que, para sua ascensão, foram combinados com o progresso técnico, a organização fordista de produção, os enormes ganhos de produtividade e o salário indireto. O fornecimento de infraestrutura por parte do Estado, como forma de baratear os custos de produção, pode ser

[19] (...) "desde o casamento dos tesouros reais ou imperiais com banqueiros e mercadores na expansão colonial até a despossessão das terras dos índios para cedê-las às grandes ferrovias particulares nos Estados Unidos, a privatização de bens e propriedades da Igreja desde Henrique VIII até a Revolução Francesa; e, do outro lado, as diversas medidas de caráter caritativo para populações pobres, de que as "Poors Houses" são bem o exemplo no caso inglês" (OLIVEIRA 1988, p. 9).

compreendido a partir da constituição de fundos públicos para a promoção das “antimercadorias”, que por sua vez foi capaz de conciliar os interesses das classes subalternas, o projeto hegemônico em curso nos países centrais e a estratégia de acumulação baseada na industrialização nos países periféricos que, no entanto, considerando algumas formações sociais como a brasileira, contou com a ação extra-econômica do Estado, expressa pelo uso da força.

A presença dos fundos públicos, pelo lado da reprodução da força de trabalho e dos gastos sociais públicos gerais foi estrutural ao capitalismo fordista, papel a ser ocupado pelas privatizações, flexibilizações e desregulamentações, no período neoliberal.

**Considerações do capítulo**

As considerações teóricas abordadas neste capítulo irão orientar a análise do setor elétrico brasileiro a partir do entendimento de que as políticas de Estado em relação a este setor buscam condensar os interesses de longo prazo das classes e frações de classe constitutivas do bloco no poder do capitalismo brasileiro, sob a direção de uma fração hegemônica. Para tanto, o Estado enuncia e organiza as classes dominantes em torno da dinâmica setorial, através de seu saber técnico, expresso nas funções de planejamento, este, por sua vez é imbricado da ideologia dominante, que no caso do setor elétrico vincula-se a busca pela expansão energética, entendida como propulsora do desenvolvimento.

O setor elétrico brasileiro, assumido enquanto um ramo do Estado, ao concentrar a representação política de determinadas frações de classes relacionadas à dinâmica de acumulação estabelecida no país, faz com que certas políticas sejam preferidas a outras. Tal seletividade é propiciada pela autonomia relativa do Estado, ou seja, os múltiplos interesses específicos o permite atuar na organização dos interesses gerais de longo prazo do bloco no poder.

A autonomia relativa do Estado é capaz de estabelecer, ainda que à custa dos interesses de capitalistas individuais, os interesses gerais de longo prazo capazes de garantir a reprodução de capital e a hegemonia da classe dominante, o que envolve tanto incorporar na dinâmica da acumulação as frações de capital não hegemônicas, como conciliar tais interesses com o atendimento das demandas das classes subalternas.

As formas de atuação do Estado ao longo do processo de desenvolvimento do setor elétrico, desde o período desenvolvimentista ao período em que foram implementadas as políticas neoliberais, que culminaram na reestruturação regulatória e institucional disciplinadas pelo mercado, e levando-se em conta tratar-se de provisão de infraestrutura, serão compreendidas pelo viés político dessas intervenções que, no caso do Brasil, requereu a consolidação do crédito de longo prazo, a constituição de empresas estatais e, mais recentemente, a promoção da participação de grupos privados como forma mesmo de promover a acumulação capitalista no país, ainda que em torno e sustentada pela ação do Estado.

Para se compreender a consolidação dos interesses das classes dominantes em torno das políticas do setor elétrico brasileiro, faz-se necessário identificar as frações de capital presentes, enquanto agentes setoriais, e a maneira pela qual o Estado, em direção oposta a ideia de redução de seu papel que predomina no discurso neoliberal, promoveu os interesses dessas frações, articulada ao processo de acumulação global do capitalismo brasileiro.

# CAPÍTULO 2. PROCESSO DE ACUMULAÇÃO DE CAPITAL NO BRASIL: BASE PARA A DINÂMICA DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico, ao longo de seu processo histórico de constituição e consolidação, foi articulado a distintas fases do processo de acumulação que marcam o desenvolvimento do capitalismo brasileiro, caracterizado como heterônomo e dependente em decorrência da maneira pela qual o país se vinculou às dinâmicas de acumulação nos mercados globais.

A primeira seção apresenta a inserção do país desde a fase colonial, em que o Brasil se constituiu enquanto fornecedor de matérias-primas para o processo de acumulação nos países centrais, o que não se altera quando o país alcança sua independência. A partir de 1930, políticas deliberadas com o intuito de constituir o Estado capitalista no Brasil acarretaram em mudanças na estrutura social, política e econômica, com ênfase na estrutura produtiva em direção à industrialização.

A segunda seção discute a articulação do Brasil aos mercados globais, a partir dos anos de 1980, em que se estabelece, em nível mundial, a hegemonia do capital financeiro. As diferentes fases da inserção do país serão apresentadas a seguir, de modo a subsidiar a análise quanto à relação entre o setor elétrico e os diferentes períodos do processo de acumulação que marcam o capitalismo brasileiro, a serem discutidos nos capítulos seguintes.

## 2.1. Do Brasil colônia à industrialização: as três primeiras fases da inserção internacional

A inserção histórica da economia brasileira ao processo de acumulação capitalista em nível mundial pode ser periodizada em cinco fases distintas, cujo denominador comum é a heteronomia e a dependência. A heteronomia se refere ao fato de a dinâmica econômica ser determinada externamente e a dependência marca o seu modo de inserção comercial e financeira (PAULANI, 2013).

A primeira fase é referente ao período em que o Brasil, enquanto colônia a partir do século XVI, se articulou aos processos de acumulação capitalista dos países centrais como fornecedor de metais preciosos e matérias-primas, sobre uma estrutura social marcada pelo trabalho escravo. Esta fase corresponde ao período inicial de expansão do capitalismo e formação dos Estados Nacionais europeus, etapa assentada no lucro comercial e nas relações metrópole-colônia, em que a colônia se

posiciona como reserva patrimonial, “puro e simples objeto de espoliação” (PAULANI, 2013, p. 239), relacionada à fase de acumulação primitiva em curso no centro.

A segunda fase, que abrange o período do exclusivo metropolitano, a partir da exploração das atividades agro-exportadoras no século XVII até a década de 1930 do século XX, o país se insere nos circuitos de acumulação de capital como produtor de bens primários de baixo valor agregado, momento que é tratado na histografia da economia brasileira por meio da ideia de ciclos econômicos - ciclo da cana-de-açúcar, ciclo da mineração, ciclo do café (SIMONSEN, 1937).

Conforme Paulani (2013), o processo de acumulação objetivado em movimentos cíclicos assentados, cada um deles, em produtos qualitativamente distintos, irá funcionar até o início do século XX como alavanca da acumulação do centro, respondendo a um processo determinado exteriormente, de acordo com os ditames da consolidação do modo capitalista de produção.

> Apesar de bastante longo, (...) muito diferente em seus vários momentos (...) esse período possui uma similaridade formal, na medida em que, de ciclo em ciclo, o país vai desempenhando sempre o mesmo papel, ofertando o mesmo tipo de bem. Os produtos agrícolas e matérias-primas aqui produzidas garantiam o sucesso da acumulação capitalista nos países centrais e mantinham a natureza heterônoma da economia brasileira (PAULANI, 2013, p. 240).

Sobre o período em que vigora o pacto metropolitano e as relações de escravidão no Brasil, Cardoso de Mello ([1982] 2009) atesta que o fato de o Brasil ser colônia e escravista não o aparta do modo capitalista de produção, mas ao contrário, a colonização moderna integrou um processo de constituição do modo de produção capitalista, em que a produção colonial era a produção mercantil complementar ao centro e o trabalho escravo era funcional ao objetivo de se rebaixar ao máximo o custo da reprodução da força de trabalho.

É por esse aspecto que, ainda que estivesse ausente o trabalho assalariado no Brasil, isso não significava que este território, enquanto colônia estivesse fora dos circuitos de acumulação de capital e do processo de constituição do modo capitalista de produção nos países centrais. É nos processos em curso na Europa, a partir do século XV, que se encontra, nos termos de Caio Prado Júnior (1971), o sentido da colonização do Brasil, enquanto território passível de fornecimento de produtos

extrativos e, em um momento posterior, produtos primário-exportadores, em articulação à dinâmica dos países centrais.

Paulani (2013) afirma que a condição de dependência da economia brasileira se expressa na condição de produtora de bens primários transferidos ao centro, de modo a não reter na economia doméstica, via mercado, os reduzidos ganhos de produtividade obtidos, além de estar sujeita ao poder monopólico dos países centrais em condições de ofertantes de bens industriais, que as economias periféricas não tinham condições de produzir.

É essa relação de dependência que irá subsidiar a análise elaborada por Prebish (1949) acerca da deterioração dos termos de troca a que estão submetidas às economias periféricas, enquanto fornecedoras de matérias-primas e produtos de baixo valor agregado, em relação às economias centrais, fornecedoras de manufaturas. A análise da relação centro-periferia oferece uma interpretação alternativa àquela apregoada pelas teorias clássicas acerca dos benefícios do comércio exterior baseado em vantagens comparativas.

Em termos das relações de poder e do Estado, a primeira fase é caracterizada pelo predomínio da ordem escravocrata dos latifundiários, vinculados à metrópole e à lógica econômica e política do Império. A segunda fase é capaz de constituir localmente uma elite latifundiária e primário-exportadora, porém ainda escravocrata, ordem que só se encerra institucionalmente em 1888, com o fim da escravidão e o avanço do assalariamento na principal atividade exportadora em curso – o complexo cafeeiro paulista[20].

A ruptura em relação às duas primeiras fases, que somam mais de quatro séculos, acontece apenas a partir da década de 1930, quando, conforme interpretação de Furtado ([1959] 2003, p. 203) culminaria no “deslocamento do centro dinâmico” da

[20] Conforme Cano ([1985]2007), o processo de industrialização brasileira teve como centro dinâmico São Paulo, cujas raízes fundamentais dessa concentração, bem como seu papel na dinâmica inter-regional do país remontam ao final do século XIX e não ao pós-Crise de 1929, quando se muda o padrão de acumulação da economia primário-exportadora para a industrialização. O autor analisa não apenas a atividade cafeeira em São Paulo antes de 1930, mas o desenvolvimento de relações capitalistas de produção ali vigentes e a formação de um complexo econômico: o complexo capitalista cafeeiro de São Paulo. Ao contrário das demais regiões, São Paulo contou com elementos fundamentais para sua expansão diversificada e concentradora: avançadas relações capitalistas de produção, amplo mercado “interno” e, desde muito cedo, uma avançada agricultura mercantil, mesmo se excluindo o café. Daí decorreu seu processo de concentração industrial, e já, antes de 1930, sua estrutura industrial era a mais avançada do país, contando, inclusive, com um incipiente compartimento produtor de bens de produção, instalado com vistas ao mercado nacional. Estabeleceu-se, portanto, uma relação de forte predominância do complexo econômico paulista sobre as demais regiões do país, imprimindo-lhes, em grande medida, uma relação comercial de “centro-periferia”.

economia, de uma estrutura primário-exportadora para uma economia cuja dinâmica seria conferida a partir das atividades industriais, o que permitirá que a acumulação passe a ser determinada endogenamente, desde a dinâmica e as demandas da economia doméstica, ainda que heterônoma, visto que a dinâmica e desempenho pautados pela economia primário-exportadora (PAULANI, 2013; FURTADO [1959] 2003; CARDOSO DE MELLO [1982] 2009; TAVARES,1998).

A ruptura estrutural estabelecida pelo processo de industrialização via substituição de importações possibilitou que a participação da indústria de transformação do PIB passasse de 12% em 1929-30 para 26% em 1970-1980. Por outro lado, entre 1939-1980 houve queda da participação das indústrias intensivas em recursos naturais e em mão de obra no valor total da produção industrial, de 41,2% para 25,1% e 33,1% para 15,7%, respectivamente. A queda relativa da agropecuária e das manufaturas intensivas em mão de obra ocorreu concomitantemente ao avanço de outras indústrias, como construção, mecânica, indústria extrativa mineral e serviços industriais de utilidade pública e do setor terciário (GONÇALVES, 2013).

Tal mudança na estrutura da economia contou, a partir de 1930, com intervenções do Estado no âmbito da política econômica e no próprio aparelho estatal, que ao longo das décadas seguintes se explicitaram em políticas de planejamento. Draibe ([1985] 2004) afirma que no período entre 1930 e 1960 inicia-se o processo de constituição do Estado capitalista e burguês no Brasil, que daria sustentação ao processo de industrialização.

A autonomia relativa do Estado – suas burocracias e as elites dirigentes – o permitiu “expressar e implementar [a partir de 1930] um projeto de transformação capitalista que ia além dos horizontes estreitos dos vários setores dominantes e, em particular, da elite industrial” (DRAIBE [1985] 2004, p.16).

> É nesse campo instável de relações que se funda, a meu ver, a autonomia do Estado. Esta não era nem plena nem absoluta: enraizava-se numa multiplicidade de forças políticas heterogêneas, mas que tinham um sentido social e expressavam relações de poder definidas na luta política (DRAIBE [1985] 2004, p. 35).

A década de 1930 trouxe para a agenda do Estado brasileiro políticas de caráter intervencionista e regulador, que tinham como inspiração as ideias nacionalistas e desenvolvimentistas partilhadas por várias forças sociais (LEOPOLDI, 1999). O governo Vargas inaugura um novo referencial orientador para as políticas

governamentais, que unia os ideais nacionalistas, cada vez mais disseminados entre a elite brasileira após a I Guerra Mundial, às ideias protecionistas nascidas da industrialização tardia de países como a Alemanha e os Estados Unidos e reforçadas em ocasião da crise de 1929.

De acordo com a autora, acreditava-se na capacidade de, através do Estado forte e interventor, se adotar medidas de promoção do desenvolvimento voltado para dentro, sendo a industrialização o mecanismo propulsor da mudança social e econômica. É no bojo dos anos de 1930 que se cria um desenho institucional para o Estado, que foi se tornando cada vez mais centralizado, mais intervencionista e regulador das atividades fundamentais da economia (café, indústria, comércio exterior, moeda, câmbio, dívida externa).

Vargas tinha nos tenentes o apoio político e militar para estabelecer o desenho institucional. Defendendo "ideias keynesianas antes mesmo de Keynes[21]", os tenentes angariaram o apoio de empresários industriais, políticos e intelectuais, que partilhavam do referencial nacionalista-desenvolvimentista-intervencionista. Em torno de políticas macroeconômicas fundamentais, foi-se formando um grupo técnico, uma elite burocrática, que atuava nas agências recém-criadas e nos novos ministérios: Ministério do Trabalho, Indústria e Comércio, Ministério da Educação e Saúde.

Entre 1930 e 1937 foram sendo criadas as condições para o funcionamento de uma administração centralizada e baseada em um corpo técnico capacitado e recrutado por concurso público (via Departamento de Administração do Serviço Público – DASP). Para o tratamento das políticas agrícolas, industriais e de comércio exterior, criaram-se comissões dentro dos ministérios, em que os burocratas conversavam com empresários de cada setor as políticas referentes a seus interesses (LEOPOLDI, 1999). A autora assim analisa as relações entre o Estado e as classes:

> Criaram-se anéis burocráticos, reunindo conselhos, institutos e departamentos funcionários governamentais e empresários (como no caso do café, do açúcar, do cacau, do mate, etc.). Os ministérios da Fazenda e Trabalho tiveram o papel fundamental nesse processo de incorporação dos interesses de setores sociais nas políticas do Estado. Ali ficavam as comissões de legislação trabalhista e sindical, a Comissão de Tarifas, a Comissão de Similares e o importante Conselho Federal de Comércio Exterior.
> Dentre as arenas dinâmicas da nova burocracia técnica surgida nos anos 30, destacavam-se aquelas ligadas às áreas monetária, de comércio exterior, de

[21] Assim, o momento foi explicado por Otávio Gouveia de Bulhões (BULHÕES, 1990, *apud* Leopoldi, 1999).

> planejamento e de políticas de infra-estrutura industrial. Novas agências foram ganhando poder e destaque na cena econômica, como o Conselho Federal do Comércio Exterior (criado em 1934), o Conselho Nacional do Petróleo (1938), o Conselho de Águas e Energia (1939), a Comissão Executiva do Plano Siderúrgico Nacional (1941), a Carteira de Exportação e Importação do Banco do Brasil — Cexim (1941), a Comissão do Vale do Rio Doce (1942), a Comissão de Mobilização Econômica (1942) e a Superintendência de Moeda e Crédito — Sumoc (1945). Quando já se antevia o final da II Guerra, o governo Vargas organizou duas agências em diferentes ministérios para pensar os rumos da economia brasileira no pós-guerra: a Comissão de Planejamento Econômico e a Comissão de Política Industrial e Comercial (1945). Nelas se travou o conhecido debate entre Roberto Simonsen e Eugênio Gudin sobre as alternativas da economia brasileira: protecionismo industrial, desenvolvimentismo e intervencionismo governamental (planejamento) versus economia de livre mercado (LEOPOLDI, 1999, p. 116, grifo nosso).

A autora destaca que o Estado-Novo buscou fortalecer o mecanismo de representação dos interesses empresariais, que envolviam ao mesmo tempo um movimento em direção ao Estado, de participação nas decisões estratégicas para cada setor e um movimento de controle do Estado sobre as entidades de classe em uma tentativa de o regime ditatorial agregar os interesses econômicos em torno do Estado. Ao reorientar o modelo econômico brasileiro a partir de 1930, o governo Vargas favoreceu o crescimento do setor produtivo e de serviços nas áreas urbanas, o que acarretou no crescimento da indústria, dos bancos e seguros, sob a proteção de um Estado intervencionista, regulador, nacionalista e desenvolvimentista.

É no seio das lutas de classes e suas frações é que ia se desenhando as políticas de Estado ao longo do processo de industrialização. Nesse período, expressam-se no Estado as relações de forças entre as classes, que resultaram em políticas que dariam sustentação ao processo de industrialização, ao mesmo tempo em que, por conta de sua autonomia relativa, capazes de organizar os interesses de longo prazo das frações de classe que compunham o bloco no poder (burguesia exportadora-mercantil e burguesia industrial), conciliando com o proletariado e massas urbanas.

Em termos de política, Draibe ([1985] 2004) afirma que

> Embora a industrialização tivesse se colocado como meta e processo desde 1930, somente no início dos anos de 1950 se traçou, pela primeira vez de forma abrangente e incisiva, uma alternativa global de desenvolvimento do capitalismo no Brasil, integrando seus aspectos mais substanciais num grau de harmonia e compatibilidade (DRAIBE [1985] 2004, p. 169).

Com relação aos aspectos econômicos, entre 1933-1955, a industrialização no Brasil foi caracterizada como “restringida” (MELLO, [1982] 2009), pois ainda que a dinâmica econômica se assentasse na expansão industrial, a restrição se verifica em decorrência das bases técnicas e financeiras da economia brasileira. Uma vez que ainda não havia se estabelecido o setor produtor de bens de produção, à medida que se avançava o processo de substituição de importações, padrão pelo qual se deu a industrialização no país, era preciso gerar mais recursos para a importação de bens de capital, estando o processo de industrialização restrito às bases financeiras da economia exportadora. Por esse aspecto, apesar do início da constituição de um mercado interno, a consolidação da industrialização ainda seria dependente do desempenho da economia exportadora.

Tavares ([1974] 1998) considera o período entre 1933 (fim do padrão de acumulação cafeeiro) e 1956/57 (início do novo ciclo da industrialização) como aquele em que se buscou resolver o problema maior do papel do Estado para a transição ao capital industrial, papel esse que caracterizaria a especificidade do padrão brasileiro de desenvolvimento. Nesse período, combinam-se dois fatores contraditórios que permitem identificar uma nova dinâmica de crescimento, quais sejam: i) o processo de expansão industrial no comando do movimento de acumulação de capital, a partir da década de 1930, em que o segmento urbano da renda é o determinante principal da demanda efetiva, vale dizer, da realização de lucros; e ii) o fato de que o desenvolvimento das forças produtivas e os suportes internos da acumulação urbana são insuficientes para implantar a grande indústria de base necessária ao crescimento da capacidade produtiva adiante da própria demanda.

Portanto, a despeito do surgimento de indústrias antes de 1930, Tavares não verifica um processo de industrialização, a não ser a partir de 1950, pois

> [com relação à] constituição de forças produtivas especificamente capitalistas, capazes de afiançar a dominância do capital industrial no processo global de acumulação, temos que esperar até a década de 1950 para que isso se verifique, mediante a entrada decisiva do Estado e das empresas internacionais. A ação do Estado é decisiva para a constituição de uma indústria pesada de bens de produção e a das empresas internacionais para a instalação de um setor diferenciado e “dinâmico” de bens de consumo capitalista (TAVARES [1974], 1998, p. 128).

Nesse sentido é que se atribui apenas ao período de 1956-1961, o processo de industrialização, quando são lançadas as bases da industrialização pesada, a partir

da articulação entre o Estado, o capital privado nacional e o capital estrangeiro, formando o que Lessa e Dain (1982) denominam de tripé do processo de industrialização, cada um com posições claras e definidas quanto a sua participação na acumulação de capital, ocupando o Estado o papel de coordenar o pacto da "Sagrada Aliança" (LESSA E DAIN, 1982). Com relação à articulação do Estado com a burguesia nacional no projeto nacional-desenvolvimentista, que fortalece os grupos relacionados aos setores de insumos básicos e infraestrutura tem-se que:

> O cerne do projeto "nacional-desenvolvimentista" mantém-se ancorado no Estado e desdobra-se com eixos claros de acumulação de capital e ocupação do espaço territorial. O BNDES, a Petrobrás, e suas encomendas à indústria naval e ao setor de bens de capital; a siderurgia, em conjunto com a mineração e a metalurgia de Minas Gerais, com desdobramento regional dos projetos da Vale do Rio Doce e o sistema hidroelétrico e de construção rodoviária, foram os núcleos estratégicos que deveriam dar apoio à burguesia nacional durante três décadas [1950-1980 – N.A]. Esta, por sua vez, depois de ter um papel complementar do Plano de Metas deveria ser fortalecida mais tarde no II PND (TAVARES, 1999, p. 463).

Ainda que as bases do processo de acumulação tenham passado a ser estabelecidas endogenamente, Paulani (2013) atesta que ainda não seria dessa vez que o país teria autonomia na determinação da forma e do conteúdo do processo de acumulação, de modo a romper com a crônica dependência que marca a economia brasileira em relação ao centro. A razão estaria na própria dinâmica de acumulação do centro

> Acossado já pelo problema da sobreacumulação, o capital do centro do sistema parte em busca de novos espaços de valorização e vai encontrar na economia brasileira, em meados dos anos 1950, o mercado que começava a escassear no mundo desenvolvido, inaugurando assim a terceira fase de nossa dependência (PAULANI, 2013, p. 240).

Na interpretação da autora, a articulação dependente da economia brasileira ao Centro se justificaria pela não consolidação de um projeto nacional-popular e pelo fato de as elites brasileiras não estarem "firmes em lutar pela inserção soberana da economia brasileira no capitalismo mundial" (PAULANI, 2013, P. 240), o que faz com que o processo de acumulação determinado endogenamente fosse comandado, nos setores mais dinâmicos da economia, pelas necessidades e imperativos do capital de fora.

Para tanto, contribuiu a estratégia de industrialização promovida por Juscelino Kubistchek (1956-1960), com ênfase no papel do capital estrangeiro no que se refere

aos setores mais dinâmicos. De acordo com a autora, a razão da dependência está no fato de que a instalação dos setores industriais mais avançados implicou no aumento do passivo externo, impondo o retorno à circulação internacional de uma parte do excedente acumulado nos setores industriais, via remessa de lucros, o que comprometeria as possibilidades de expansão futura da economia doméstica.

Quanto ao caráter de dependência, Cardoso e Faletto (1967) destacaram a necessidade de compreendê-la não apenas pelo viés das relações econômicas que configuram o subdesenvolvimento (predomínio do setor primário, forte concentração de renda, pouca diferenciação do setor produtivo e predomínio do mercado externo sobre o interno, entre outros), mas pelo modo como historicamente as economias periféricas se vincularam ao mercado mundial, o que levou a constituição de grupos sociais internos que conseguiram definir, nas relações orientadas para o exterior, os seus interesses no plano político-social. Nesse sentido, a dependência não está restrita às questões econômicas, mas se expressa no modo como as elites nacionais periféricas se articularam aos interesses que emergem no centro e se relacionaram com as classes subalternas.

A crise adiada nos anos 1950 e 1960, entre outros aspectos, pelo deslocamento dos capitais centrais para a periferia, se impõe na década de 1970, o que altera a feição da acumulação interna e externa. Estavam lançadas as bases do processo de financeirização, em que a acumulação se dá sob os imperativos da lógica de valorização financeira (PAULANI, 2013). O papel das empresas estrangeiras no processo de industrialização substitutiva de importações ao lado do modo de financiamento do projeto nacional-desenvolvimentista via endividamento externo, tendo como expressão máxima o II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), consolidaria mais uma fase da dependência e a heteronomia da economia brasileira, defendida por Paulani (2013) como a quarta fase. Tal heteronomia não seria rompida, ao contrário, seria aprofundada quando da inserção da economia brasileira no capitalismo financeirizado, aspectos apresentados ulteriormente.

Assim, soma-se ao caráter dependente conferido ao processo de acumulação brasileira, determinado desde dentro, porém comandado externamente, visto que os setores mais dinâmicos eram comandados por multinacionais, a instalação da lógica financeira que passa a predominar no processo de acumulação em nível mundial. No Brasil, a lógica da financeirização se expressa via endividamento externo enquanto

padrão de financiamento do projeto desenvolvimentista já na década de 1970. Acerca das relações de poder, estavam lançadas as bases para a hegemonia da burguesia financeira, que se consolida na década de 1990.

O II PND buscava responder à crise do Acordo de *Bretton Woods*, a partir de um amplo programa de investimentos, cujos objetivos eram transformar a estrutura produtiva e superar os desequilíbrios externos e conduzir o Brasil à condição de potência intermediária no cenário internacional. Os investimentos envolveriam os segmentos de bens de capital e bens intermediários, de modo a perseguir a transformação das matrizes energéticas e de transporte, que aliadas à implantação da indústria de bens intermediários, criariam a demanda capaz de viabilizar os novos segmentos da indústria de bens de capital (CARNEIRO, 2002).

O ajuste estrutural expresso no II PND foi financiado com recursos externos, o que fez com que a redução na vulnerabilidade externa comercial, produtiva e tecnológica fosse neutralizada pela ampliação da vulnerabilidade externa financeira, em um contexto de liquidez internacional. A elevação dos juros americanos, em 1979, como estratégia de manutenção da hegemonia do dólar por parte das elites financeiras daquele país, colocaria em questão o projeto de desenvolvimento da periferia do sistema sustentado no endividamento externo. Na década de 1980, seria deflagrada a crise do modelo nacional-desenvolvimentista, abrindo espaço para a hegemonia do capital financeiro que vigoraria nos anos seguintes.

> O endividamento externo tornou-se crítico e transformou-se na principal restrição do desenvolvimento econômico do país, em função da elevação do preço do petróleo e das taxas de juros internacionais em 1979; contração dos fluxos internacionais de capitais; fraco desempenho da economia mundial no período 1980-1983; a moratória do México e a eclosão da crise da dívida externa em 1982 (GONÇALVES, 2013, p. 47).

Na interpretação de Tavares (1999), a partir de sua tese Ciclo e Crise (1978) “a insuficiência estrutural da construção incompleta de um arremedo de ‘capitalismo monopolista de Estado’ não conduziu a um crescimento auto-sustentado de base nacional” (TAVARES, 1999, p. 468). Para a autora, o problema no que se refere ao financiamento do desenvolvimento estaria na dimensão passiva e incompleta com a qual se dá a intermediação financeira do Estado, em que o financiamento público não participa como sujeito do processo de monopolização de capital que lhe é exterior. No processo de monopolização em curso na década de 1970, os conglomerados

financeiros não cumpriram a função do capital financeiro organizado em associação com o capital industrial, como ocorrera nos casos da Alemanha e do Japão. No Brasil prevaleceu o caráter rentista e patrimonialista do capital, cuja dimensão de acumulação financeira não se atrelava endogenamente à monopolização produtiva.

O Estado brasileiro tanto não realizou a constituição efetiva do capital financeiro e privado nacional, dado o fracasso da reforma do mercado de capitais e o caráter familiar e rentista dos grandes grupos bancários, como também não interviu como agente ativo do processo de centralização do capital, com exceção da petroquímica, sob o comando da estatal Petrobras. No que se refere ao financiamento, utilizou o capital financeiro externo para financiar a infraestrutura, a expansão das estatais e conceder financiamento público barato para promover o aumento de escala da indústria pesada da segunda revolução industrial, o que iria conferir limitações ao projeto de desenvolvimento em curso, diante da vulnerabilidade externa.

> Com esse enlace entre o endividamento externo e acumulação financeira privada interna, tanto o Estado quanto o grande capital industrial brasileiro ficavam vulneráveis às flutuações da liquidez internacional. Assim o projeto de reforço das indústrias de base e de bens de capital sob o comando de poucos capitães de indústrias nacionais, por um lado, malbaratava os fundos de poupança forçada dos trabalhadores (o PIS-Pasep) e por outro deixava a autonomia financeira das estatais atrelada ao endividamento do Estado (...). Essa monopolização incompleta e espúria do grande capital nacional logo mostraria a sua verdadeira fraqueza com a crise da dívida externa e o encilhamento financeiro das finanças públicas de 1980/82 (TAVARES, 1999, p. 469).

O crescimento econômico a que o Brasil testemunhou em seu processo de industrialização promoveu rupturas nas estruturas produtivas e a modernização de setores da sociedade e do aparelho estatal, perpetuando, porém, as frações hegemônicas de fases anteriores e suas estruturas no bloco no poder. As frações de capital agrária e mercantil mantiveram poder político articuladas às frações industriais, ao longo do processo de industrialização. Contribui para tanto a ação extra-econômica do Estado expresso na ditadura militar (1964-1985), que encarna os interesses das frações dominantes e garante tal configuração. Quando da crise do projeto nacional-desenvolvimentista e o esgotamento da estratégia de acumulação calcada na industrialização, aquelas frações de capital no bloco no poder se articulariam com o capital financeiro, ora hegemônico.

## 2.2. Quarta e quinta fases do desenvolvimento dependente: a vertente financeira enquanto padrão de acumulação

De acordo com Fiori (1997), a partir da década de 1980 a globalização financeira se torna o carro chefe das transformações capitalistas. O impulso inicial foi dado nos países centrais, por uma série de decisões estatais, com destaque para a revalorização do dólar em 1979, o fim do controle do movimento de capitais e a liberalização da taxa de juros nos Estados Unidos e Inglaterra. Nesses países, inicia-se o vasto processo de desregulamentação monetária e financeira, que permitiu o surgimento dos mercados de obrigações interconectados internacionalmente, em que governos passam a financiar seus déficits com títulos da dívida pública colocados nos mercados financeiros globais.

A quarta fase da dependência brasileira se daria no âmbito do novo regime de acumulação, a financeirização, que encontra no Brasil a demanda por empréstimos financeiros em busca de espaços para sua aplicação, dada a sobreacumulação nos países centrais. A forma de inserção do país nessa nova fase o colocou entre os personagens da “crise das dívidas dos países latino-americanos”, responsável por pelo menos duas décadas de estagnação da economia brasileira (PAULANI, 2013). As elevadas taxas de inflação e o pagamento do serviço da dívida externa contraída em anos anteriores afastam o Brasil da possibilidade de acessar recursos em um mercado financeiro internacional, cada vez mais robusto.

Em âmbito global, até o final da década de 1970, verificou-se, nas principais economias do mundo o fenômeno da estagflação – a combinação de fraco desempenho da produção com significativa pressão inflacionária –, o que se agrava com os dois choques do petróleo (1973 e 1979) e a elevação da taxa de juros dos EUA em 1979. No que se refere aos países periféricos, a elevação da taxa de juros americana iniciou uma série de dificuldades financeiras dos países devedores para cumprir os serviços da dívida externa contratada em grande medida a taxas de juros flutuantes[22] (AMARAL FILHO, 2007; GONÇALVES, 2013).

Apesar de a economia mundial ter sido capaz de reverter esta fase e entrar em uma trajetória ascendente a partir de 1983, a economia brasileira, após um notável

[22] A crise do México em 1982 explicita a gravidade da situação do mercado financeiro internacional, o que requer a intervenção emergencial do Tesouro Americano, com a concessão de empréstimos de curto prazo enquanto buscavam soluções para a rolagem da dívida dos países em dificuldade

dinamismo econômico e grandes transformações estruturais que marcam os anos de 1970 – com destaque para a consolidação de seu setor de bens de capital proporcionado pelos investimentos do II Plano Nacional de Desenvolvimento – II PND (1975-1979) – não resistiu aos choques e fatores desestabilizadores externos, que desencadearam o desequilíbrio das contas externas em grande medida devido ao serviço da dívida. Por esse aspecto, o país sucumbiu à crise internacional nos anos oitenta, desencadeando a crise fiscal e financeira do Estado que perduraria até meados da década de 1990.

Como solução, o Estado brasileiro aderiu aos ajustes estruturais do Consenso de Washington (1988) que possibilitaram que o país se inserisse na era da financeirização. Quanto à dívida externa, atendeu-se aos credores e agências multilaterais (Banco Mundial e Fundo Monetário Internacional) abrindo o mercado brasileiro de títulos privados e públicos aos capitais externos, com a retirada de controles que obstaculizavam o livre fluxo internacional de capitais, o que culminaria na abertura financeira da economia.

O processo de liberalização e desregulamentação financeira permitiu atrair capitais financeiros internacionais, de caráter especulativo, ações encaminhadas ainda por Fernando Collor (1990-1992), sendo as demais medidas neoliberais – liberalização comercial, flexibilização do mercado de trabalho, privatizações e reformas do Estado – implementadas nos governos de Fernando Henrique Cardoso (1994-1998; 1999-2002). Ainda com Itamar Franco (1992-1993), cujo Ministro da Fazenda era Cardoso (1993-1994), é lançado o Plano Real, como solução para se alcançar a estabilidade monetária e crucial para a entrada definitiva do país na financeirização (TAVARES, 1999; BELLUZZO E ALMEIDA, 2002; PAULANI, 2013).

Nesse sentido, nos anos de 1990, são incorporados ao mundo das finanças desreguladas e globalizadas os ditos “mercados emergentes” – os países relacionados a ex-URSS e à América Latina. É nesse momento que se universaliza o neoliberalismo, de modo a promover por toda parte a desregulamentação e a abertura das economias nacionais, o que leva a que a globalização financeira alcance uma dimensão sem precedentes.

> É hora da incorporação dos estados menos industrializados, de forma que, depois de duas décadas de internacionalização financeira, os estados mais frágeis e as elites mais submissas foram se resignando a compor com esta nova realidade competindo pelos novos investimentos através de políticas

> cada vez mais agressivas de desregulação econômica e desoneração fiscal, tão mais predatória quanto mais embaixo na escala de risco dos “mercados emergentes” (FIORI, 1997, p. 91-92).

No que se refere à vinculação do Brasil à dinâmica da acumulação financeirizada, Paulani (2013) afirma que

> Fortalecido nos anos 1980, ao encontrar no neoliberalismo o discurso e a prática de política econômica condizentes com as necessidades dessa nova etapa da história capitalista mundial, o crescente movimento de financeirização vai transformar o Brasil em plataforma internacional de valorização financeira, inaugurando, nos anos 1990, a quinta e atual fase da história da inserção da economia brasileira no processo mundial de acumulação. (...) ao entrar nessa quinta fase, o país passa de uma forma passiva para uma forma ativa (porém não menos subordinada) de inserção no capitalismo financeirizado (PAULANI, 2013, p. 242).

A adesão à inserção ao capitalismo de dominância financeira requereu ainda outras medidas, como concessão de isenções tributárias a ganhos financeiros de não-residentes, alterações legais para dar mais garantias aos direitos dos credores do Estado e a reforma previdenciária para cortar gastos públicos e abrir o mercado previdenciário ao capital privado. A justificativa para tais medidas era a necessidade de modernizar institucionalmente a economia brasileira e viabilizar sua inserção na economia globalizada (PAULANI, 2013).

A autora atesta que seus gestores, a equipe de política econômica[23], tinham como objetivo colocar o Brasil no circuito da acumulação financeira, pois, se bem-sucedida, a operação permitiria a absorção de poupança externa requerida para manter a moeda sobrevalorizada, o que garantiria o sucesso do plano real como proposto. Nesse aspecto, destaca-se a ação promotora do Estado para a entrada do país na era financeirizada, de maneira a encarnar os interesses de longo prazo da fração que adquire a hegemonia na condução do bloco no poder a partir da década de 1980, a elite financeira.

Nesta fase, a absorção financeira foi bem maior do que a absorção real, o que evidencia que os ingressos de recursos não visavam viabilizar as atividades produtivas, e que mesmo a menor restrição externa não levou ao crescimento econômico, como apregoavam os ideólogos da abertura comercial e financeira, que

[23] Compôs a equipe econômica do Governo Fernando Henrique Cardoso (1995-1998; 1999-2002) como Ministro da Fazenda, Pedro Malan (1995-2002) e como Presidentes do Banco Central do Brasil: Pérsio Arida (1995); Gustavo Jorge Laboissière Loyola (1995-1997); Gustavo Henrique de Barroso Franco (1997-1999); e Armínio Fraga (1999-2003).

fora menor que na década de 1980. Portanto, a reinserção da economia brasileira aos circuitos de acumulação externa ampliou a dependência sem trazer a retomada do desenvolvimento, em um ambiente em que a riqueza financeira cresce fora da produção (FREITAS, 2012).

Com relação à reestruturação das instituições e do Estado inseridas no projeto modernizante, Freitas (2012) destaca que tal medida permitiu que o Estado passasse a atuar como instrumento para a valorização do capital financeiro e consequentemente da financeirização, em contraposição à consolidação do Estado interventor para a promoção da industrialização, fundamental na estratégia nacional-desenvolvimentista.

Em termos de ação do Estado, se no período nacional-desenvolvimentista a condução da política buscava promover a industrialização, cuja síntese é o tripé que a sustentava, qual seja, o Estado, os capitais privados nacionais e o capital estrangeiro, na estratégia de acumulação sob dominância financeira, o tripé passa a ser o macroeconômico de superávit primário, câmbio valorizado e juros elevados.

A crise cambial deflagrada na periferia do sistema (México, países asiáticos, Rússia e Brasil) no segundo governo FHC (1999-2002) leva a uma mudança do regime cambial do país que passa do câmbio fixo ao câmbio flutuante e à adoção do modelo de metas inflacionárias, com política fiscal e monetária mais restritiva (PAULANI, 2013). Apesar das medidas, as transações correntes continuaram negativas, pois a reação das balanças comercial e de serviços não é imediata à tomada dessas medidas.

Dado o diferencial de juros interno-externo, o país continuaria a atrair fluxos de recursos externos. A situação de déficit em balanço de pagamentos só começou a se reverter a partir de 2003, quando da desvalorização cambial em decorrência da especulação em torno das eleições presidenciais, ao tempo que o efeito China provocou a ascensão dos preços das *commodities*. Tais aspectos – desprovidos de qualquer alteração estrutural na economia brasileira, exceto pela intensificação de um processo de desindustrialização, iniciado nos anos de 1990 – levaram a que as contas externas brasileiras voltassem a apresentar resultado positivo em transações correntes (PAULANI, 2013).

A contínua revalorização da moeda, no entanto, combinada com o relativo declínio dos preços das *commodities* após a crise de 2008 faz com que sejam

retomados os déficits em transações correntes e segundo governo Lula (2007-2010) já apresenta as consequências da condução da política econômica do primeiro mandato, ortodoxa. As elevadas taxas de juros associadas ao forte movimento de revalorização da moeda produziram crescentes déficits em transações correntes e forte atração de fluxos externos de capital, via conta financeira da balança de pagamentos.

O caráter da inserção aos circuitos globais de valorização financeira não foi alterado, ainda que com a ascensão ao poder de um governo de esquerda. Ao contrário, foram tomadas, a partir de 2003, medidas que aprofundaram essa inserção, tais como extensão da reforma da previdência ao funcionalismo público, reforma da lei de falência no sentido de priorizar os interesses dos credores financeiros e adoção de medidas para aumentar o grau de abertura financeira (PAULANI, 2013), viabilizando e intensificando a dominância dessa fração de capital sobre as demais.

A crise monetária, fiscal e cambial desde a década de 1980 e as políticas adotadas para sua superação – relacionadas à expansão monetária, taxa de juros, financiamento do déficit público, emissão de títulos públicos, nível de taxa de câmbio e financiamento externo – afetaram diretamente os interesses do setor bancário-financeiro, o que conferiu poder a essa fração de capital, cuja importância é cada vez mais crescente, dada a continuidade das políticas ortodoxas associadas ao tripé econômico (GONÇALVES, 2013; PAULANI, 2013).

> Com isso, vai se afirmando a forma prioritária de inserção da economia brasileira no processo de acumulação de capital em nível mundial, qual seja, o de funcionar como uma plataforma internacional de valorização financeira (permanente fonte de polpudos ganhos financeiros ao capital cigano internacional), o que não é sem consequências para a forma de sua inserção produtiva (...). Por ora cabe acrescentar que essa forma de inserção é característica da etapa madura da financeirização, onde a intermediação bancária perde força sendo substituída pelas chamadas finanças diretas, que tem como principais personagens os fundos de investimento e os fundos de pensão, as bolsas e os mercados secundários de títulos, os processos de securitização e os derivativos (PAULANI, 2013, p. 244).

Diante da inserção comercial e financeira que se consolida, tem-se a reconfiguração, a redefinição, a transformação das formas de articulação entre o centro e a periferia do capitalismo mundial, redefinição que reintegra, ainda que de forma contraditória, processos em curso no centro e na periferia e repercute em novas formas de articulação entre Estado e economia. Para além de redução, minimização

ou enfraquecimento do Estado, tem-se novas funções em prol da dinâmica de acumulação vinculada às finanças.

Em termos de política macroeconômica, a partir da década de 1990, ocorre maciça entrada de dólares em decorrência das elevadas taxas de juros, o que mantém o real em permanente sobrevalorização (PAULANI, 2013). No que se refere à estrutura produtiva, a consequência é a desindustrialização[24] e a reprimarização da pauta exportadora do país.

Conforme Cano (2012), a desindustrialização a que o Brasil sofreu se expressa pela queda da participação da indústria de transformação no PIB e se justifica pelas seguintes razões: i) câmbio valorizado implementado desde o Plano Real; ii) abertura comercial sem as mediações capazes de permitir que a indústria nacional enfrentasse a concorrência estrangeira; iii) taxas de juros elevadas, o que faz com que o empresário opte pela aplicação nos títulos da dívida; iv) investimento direto estrangeiro majoritariamente direcionado para investimento em carteira e títulos da dívida pública e privada, ou seja, em geral de caráter especulativo; v) desaceleração da economia a partir de 2007 e a crise de 2008, que fez com que as economias desenvolvidas (EUA e União Europeia) mais a China passassem a fazer políticas agressivas de exportação de produtos industriais.

A reprimarização da pauta de exportações é o outro lado da nova forma de vinculação da economia brasileira no circuito mundial de acumulação, em que na divisão internacional do trabalho o Brasil se inseriu nos circuitos globais de valor mediante o fornecimento de produtos de baixo valor agregado e *commodities*, enquanto garante ganhos elevados em moeda forte ao resto do mundo, absorvendo continuamente poupança externa, de maneira a atuar como agente ativo do processo de financeirização (PAULANI, 2013). Como consequência, o país perde a capacidade de conquistar mercados consumidores externos, revertendo o que houvera sido conquistado no início da década de 1980, quando se completou a matriz industrial a partir do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND). Vale ressaltar que se tratava

[24] Cano (2012) explica que a desindustrialização é um processo normal nas economias centrais, após a consolidação do processo de industrialização, em que a estrutura produtiva e do emprego passam a se mover no sentido de expandir, modernizar e diversificar ainda mais os serviços, mais que a agricultura e a indústria de transformação, passando o peso relativo dessa cair, perdendo posição para os serviços. No entanto, nos países subdesenvolvidos a desindustrialização ocorre com queda da participação da indústria de transformação, que deixa de existir.

da matriz industrial fordista, enquanto o mundo já adentrava na dinâmica da acumulação flexível.

Quanto ao processo de desindustrialização, verifica-se sua ocorrência no período 2002-2010 ao se analisar a participação da indústria de transformação no PIB, que reduz de 18% em 2002 para 16% em 2010, conforme IEDI (2011 *apud* Gonçalves, 2013). Enquanto a taxa média anual de crescimento do PIB real é de 4% entre 2003-2010, a taxa de crescimento real do valor adicionado da mineração é 5,5%, da agropecuária é 3,2% e da indústria de transformação é 2,7%, o que evidencia o agravamento do processo de desindustrialização. A continuidade das políticas neoliberais que marcam os governos Luis Inácio Lula da Silva (2003-2006; 2007-2010) acarretou na queda da participação dos produtos manufaturados no valor das exportações, que passam de 56,8%, em 2002, para 45,6%, em 2010. Por outro lado, há o aumento da participação dos produtos básicos, que passam de 25,5%, em 2002, para 38,5%, em 2010.

Dentre os critérios para se analisar o processo de desindustrialização, Cano (2012) enfatiza o uso dos bens, o que envolve analisar a estrutura produtiva da indústria de transformação. O autor classifica os setores da indústria de transformação da seguinte forma: i) bens de consumo não duráveis; ii) bens intermediários; e iii) bens de consumo durável e de capital, setor de maior complexidade tecnológica. No setor de bens de consumo não duráveis, em que se identifica a presença dos segmentos exportadores, o mesmo diminuiu seu peso entre 1939 e 1980 quando alcança 33,9% do VTI, volta a ter participação crescente e atinge em 2009 35,2%. O setor de bens intermediários, com forte presença exportadora, teve aumento de participação entre 1939 e 1980, quando alcança 41%, também volta a crescer, atingindo 43,6% em 2009, o que seria normal em uma trajetória progressista de industrialização. Por outro lado, o setor de bens de consumo duráveis e de capital teve as maiores taxas de crescimento entre 1939 e 1980, quando passou a participar com 25,1% do VTI, apresenta trajetória decrescente, de 24% em 1996, 21,6% em 2003 e 21,2% em 2009.

Com esses dados, evidenciam-se não apenas uma redução da participação da indústria de transformação no PIB, quando se analisa a estrutura produtiva, mas a volta do predomínio de não duráveis e setores semi-industrializados.

Com relação à taxa de investimento, a mesma já se encontrava fortemente deprimida desde os 1980, quando cai ainda mais até 2005, recuperando pequena

parte do terreno perdido, subindo em 2008 para 16,9% e cerca de 19% em 2010 e 2011, para o que contribuiu o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), o Brasil não recuperou o necessário nível alcançado nos anos de 1970, da ordem de 25% do PIB (CANO, 2012). Isso se reflete no caráter do investimento, em que predominam a alocação nos serviços, especialmente no setor financeiro, construção, negócios imobiliários, agropecuária e mineração, reduzindo-se a participação na indústria de transformação.

> Isso é compreensível, pois a produtividade e competitividade da indústria brasileira contiveram-se e, em muitos casos, caíram e foi bem percebido pelo capital. Ao mesmo tempo, houve a guinada de IDE predominantemente americano e asiático para a China em busca de trabalho barato, câmbio desvalorizado e alta competitividade. Por essa razão, ele se mudou, em grande parte, para a China a fim de produzir mais barato, abandonando ou diminuindo sua presença em antigas áreas onde havia tido grande expressão (CANO, 2012, p. 9).

O crescimento do PIB, testemunhado a partir de 2003, se justifica em decorrência do aumento do consumo familiar, estimulado pelo aumento do crédito ao consumidor, de elevação do salário mínimo real e de políticas sociais como o Bolsa Família; as decisões em prol de expandir o financiamento ao investimento (público e privado), a despeito da política fiscal restritiva; e a expansão do setor exportador, devido ao *boom* internacional entre 2004 e 2008, com a forte elevação dos preços das matérias-primas e aumento da demanda física ocasionada principalmente pela economia chinesa. Uma vez que a inserção produtiva do Brasil ocorreu via *commodities*, o país se beneficiou do “efeito-China”, um aumento na demanda por esses bens, o que começou a se reverter com a crise de 2008.

Gonçalves (2013) define as políticas do período após 1990, incluindo os Governos Lula (2003-2010) e Dilma (2011-2014) como em conformidade com o que denomina de modelo liberal periférico (MLP). Tal modelo romperia com o período desenvolvimentista e seria marcado por três conjuntos de características: i) liberalização, privatização e desregulação; ii) subordinação e vulnerabilidade externa estrutural; e iii) dominância do capital financeiro (FILGUEIRAS E GONÇALVES, 2007 *apud* GONÇALVES, 2013).

Conforme Filgueiras e Gonçalves (2007 *apud* GONÇALVES, 2013), o modelo é caracterizado como liberal, pois está estruturado na liberalização das relações econômicas internacionais na esfera comercial, produtiva, tecnológica e monetário-

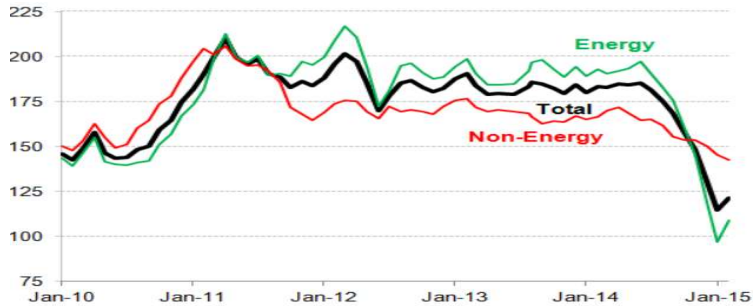
financeira; da implementação de reformas de Estado e na privatização de empresas estatais, que reconfiguram a forma da intervenção estatal na economia e na sociedade - e não necessariamente a redução do papel do Estado - e de um processo de desregulação do mercado de trabalho.

Pode ser somado ao rol de desregulação, a alteração de marcos regulatórios, como tem ocorrido com o Código das Águas, Código Florestal, Código da Mineração, flexibilização dos processos de legislações ambientais, com o intuito de permitir a apropriação privada de recursos territoriais pelos processos de acumulação globais (ALMEIDA, 2012; ACSELRAD *et al*. 2013). Sobre o processo de desregulação, Gonçalves (2013) destaca que isso não ocorre apenas de *jure*, via mudanças na legislação que favorecem os processos de acumulação de capital, mas ocorre também *de facto*, via inoperância dos órgãos reguladores, envolvendo as questões fiscais e tributárias, ambientais, trabalhistas, entre outras, que evidenciam a piora no marco regulatório no Brasil. O mesmo pode ser pensado para a atuação das estatais; ainda que não ocorra a privatização, a sua forma de atuação obedece a determinantes e lógicas privadas.

Em linhas gerais, sobre a quinta fase ou referente ao período neoliberal, o mesmo poderia ser dividido em dois macro-períodos: i) de 1990 a 2002; e ii) 2003 a 2014. O segundo período contempla a reversão do modelo de crescimento sustentado pelos preços elevados das *commodities*, haja vista a considerável queda ocorrida no final do ano de 2014, e que apresentou impreciso sentido de recuperação a partir dos primeiros meses de 2015, sobretudo quando se considera que, em 2012, os preços das *commodities* energéticas e não-energéticas alcançaram o pico no período 2010-2015 (**Gráfico 2.1**).

Ainda que os governos, a partir 2003, tenham sido assumidos por forças oposicionistas, isso não foi suficiente para romper a dominância financeira na condução do bloco no poder, de modo que a política econômica conservou as medidas neoliberais, prevalecendo a ortodoxia monetária e financeira via tripé macroeconômico: i) superávit primário; ii) metas inflacionárias; e iii) câmbio valorizado, que aprofundou a inserção comercial via vantagens competitivas e a submissão do Estados à acumulação financeira.

**Gráfico 2. 1 - Evolução de índices médios de preços de commodities, conforme tipologia. 2010-2015 (2005=100)**




Fonte: Fundo Monetário Internacional, 2015.

A margem de manobra, a partir da retomada da ação estatal por meio de investimentos públicos, ampliação do crédito, cumprimento de políticas sociais e valorização do salário mínimo, decorreu do cenário externo favorável (combinação da alta de preços das *commodities* e demanda em crescimento da China), permitindo que o Estado atendesse aos ditames da acumulação que sustentou o projeto hegemônico capaz de integrar outras frações de capital ao circuito de acumulação, ainda que sob o comandado do capital financeiro. Ainda, permitiu atender as demandas das classes subalternas, base que sustentou o projeto de poder do Partido dos Trabalhadores (PT).

De acordo com Oliveira (2007), a chegada dos governos do PT, com destaque para os governos Lula (2003-2006; 2007-2010), mas podendo ser estendido aos governos Dilma[25] (2011-2014; 2015-2016), estabeleceu o que ele denomina de "hegemonia às avessas". Através do termo, o autor caracteriza as relações de poder na era da globalização: a nova dominação inverte, segundo ele, os termos gramscianos, ainda que funcional ao capitalismo mundializado. Na "hegemonia às avessas"

> Parece que os dominados dominam, pois fornecem a "direção moral" e, fisicamente até estão à frente das organizações do Estado, de modo direto ou indireto, e das grandes estatais. Parece que eles são os próprios capitalistas, pois os grandes fundos de pensão das estatais são o coração do novo sistema financeiro brasileiro e financiam pesadamente a dívida interna pública. Parece que eles comandam a política, pois dispõem de poderosas bancadas na Câmara dos Deputados e do Senado. Parece que a economia está finalmente estabilizada, que se dispõe de sólida moeda e que tal façanha se deveu à política governamental, principalmente no primeiro mandato de Lula.
> O conjunto de aparências esconde outra coisa, para a qual ainda não temos nome nem, talvez, conceito (...). [Conforme Gramsci] O consentimento sempre foi o produto de um conflito de classes em que os dominantes, ao

[25] O segundo governo Dilma foi interrompido em maio de 2016, durante a finalização da presente tese, em meio à crise econômica e política, que legitimou por parte da oposição a abertura de um processo de impedimento.

> elaborarem a ideologia, que se converte na ideologia dominante, trabalham a construção das classes dominadas a sua imagem e semelhança (...) Estamos em face de uma nova dominação: os dominados realizam a "revolução moral" – derrota do *apartheid* na África do Sul e eleição do lula e Bolsa Família no Brasil – que se transforma, e se deforma, em capitulação ante a exploração desenfreada. Nos termos de Marx e Engels, da equação "força + consentimento" que forma a hegemonia desaparece o elemento "força". E o consentimento se transforma em seu avesso: não são mais os dominados que consentem em sua própria exploração; são os dominantes – os capitalistas e o capital, explicite-se – que consentem em ser politicamente conduzidos pelos dominados, com a condição de que a "direção moral" não questione a forma de exploração capitalista (OLIVEIRA, 2007, p. 26 e 27).

Sobre a "hegemonia às avessas", Paulani (2010) a interpreta como sendo o resultado de uma separação insólita entre os papéis atribuídos à classe hegemônica, tal como concebida por Gramsci (2007, *apud* PAULANI*,* 2010). Enquanto uma classe exerce a liderança moral e intelectual, sua oposta exerce a liderança material. Tal situação é confortável para as classes burguesas, que podem exercer sua liderança material (explorar) sem pagar o preço das concessões e reformas, desincumbidas que estão do papel de funcionar como liderança moral da sociedade. O fato de a liderança moral ser exercida pela classe dominada é mais funcional para o exercício da liderança que importa, a material, do que no caso em que ambas as lideranças são exercidas pela classe dominante, como no referencial gramisciano[26]. No entendimento da autora, a hegemonia continua a ser dos dominantes, do capital, mas é operada pelos dominados, que estão no comando do Estado e obedientes à lógica de acumulação financeira.

Por esse aspecto é que foi possível atender determinadas reivindicações de outras frações de capital e das classes subalternas, através de programas como o Programa Luz para Todos (2003); Programa Bolsa Família (2003); Programa de Aceleração do Crescimento (2007); Minha Casa Minha Vida (2009); políticas relacionadas ao ensino técnico e universitário; alteração na estratégia geopolítica, como evidencia o projeto da União das Nações Sul-americanas (UNASUL), entre outras ações do governo, que marcam os governos Lula (2003-2006; 2007-2010) e

[26] Paulani (2013, p. 126) ressalta o conceito original de hegemonia em Gramsci: "a hegemonia da classe dominante (a burguesia), é exercida principalmente por meio de uma liderança moral e intelectual, que opera no seio da sociedade civil e engendra o consentimento. O preço a pagar por esse tipo de aliança é a desvinculação da classe hegemônica de seus interesses materiais mais imediatos e a realização de concessões e reformas que atendem os interesses de outras classes. Assim, confere-se a liderança a uma determinada classe, mas atribui-se também a ela a responsabilidade pelo avanço da sociedade como um todo".

Dilma (2011-2014), ainda que sob políticas macroeconômicas favoráveis à acumulação financeira.

A crise de 2008 nos países centrais, que abala o sistema financeiro internacional, não foi capaz de reverter a sua hegemonia e, ao ter seus efeitos sobre a economia brasileira, principalmente a partir de 2013, culminaria nos questionamentos das políticas em curso.

O padrão de acumulação que se instaura a partir de 2003, ainda na quinta fase, pois vinculada aos setores financeiros e à inserção passiva comercial, permitiu consolidar a hegemonia financeira em conciliação com as demandas das classes subalternas e frações de classe não-hegemônicas, e sem romper com os interesses de longo prazo da classe hegemônica. A dinâmica propiciada pelo *boom das commodities* permitiu levar a cabo as intenções do governo de centro-esquerda de melhoria de vida das populações mais pobres, sem alterar estruturalmente os determinantes econômicos, que se mantiveram neoliberais. A heteronomia e a dependência que marcam o desenvolvimento brasileiro viriam a limitar a sustentação do projeto hegemônico, com o desaquecimento do mercado externo e as consequências da crise financeira mundial, sobretudo, a partir de 2010.

**Considerações do capítulo**

A compreensão do processo de acumulação que vigorou nas diferentes fases do desenvolvimento capitalista no Brasil, desde a fase colonial, até a sua vinculação à dinâmica da acumulação financeira guarda relevância para a articulação do setor elétrico brasileiro às fases, que expressaria e seria determinado pela necessidade de atender a essas diferentes fases.

Com o intuito de sustentar o processo de acumulação no Brasil, foram estabelecidos para o setor elétrico brasileiro aparatos regulatórios e institucionais capazes de articular a dinâmica setorial ao padrão de acumulação vigente em cada fase.

Tem-se que durante o período desenvolvimentista, entre 1930 e 1980, consolida-se o setor produtivo estatal de energia elétrica que seria alterado a partir da década de 1990, com o intuito de atrair investimentos privados, para o que se estabelece uma reestruturação setorial disciplinada pelas prerrogativas neoliberais. Tais aspectos serão analisados pelos Capítulos 3 e 4.

# CAPÍTULO 3. AUGE E DECLÍNIO DO SETOR PRODUTIVO ESTATAL DE ENERGIA ELÉTRICA

O projeto nacional-desenvolvimentista em curso a partir dos anos de 1930 colocaria em questão o modo como estava organizado o setor elétrico brasileiro. À medida que avançavam os processos de industrialização e de urbanização, tornava-se claro que o modo como estava estruturado o setor elétrico brasileiro, sob monopólio de empresas estrangeiras, não seria capaz de responder às demandas oriundas das transformações econômicas e sociais.

O presente capítulo discute a consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica e sua atuação ao longo do processo de industrialização. A primeira seção destaca os principais marcos do debate em torno da reestruturação setorial em bases estatais, com destaque para o Código de Águas de 1934 e a criação das Centrais Elétricas Brasileiras, Eletrobrás, em 1962. A segunda seção discute a relação entre a dinâmica setorial e a estratégia estabelecida pelo II Plano Nacional de Desenvolvimento (1975-1979), em que são construídas grandes hidrelétricas articuladas a necessidade de se reduzir a dependência do país ao petróleo e a aumentar exportáveis de maior valor agregado.

A terceira seção trata da falência do modelo estatal concomitante a crise fiscal e financeira do Estado brasileiro e as primeiras propostas de reforma setorial. Em que pese as iniciativas, prevaleceria a reestruturação setorial proposta no âmbito do processo de neoliberalização em curso no país, a partir de 1990.

## 3.1. Consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica no processo de industrialização

O início das atividades do setor elétrico no Brasil está relacionado à ação da iniciativa privada para o fornecimento residencial, modernização de serviços urbanos e abastecimento de plantas, ainda em fins do século XIX, período marcado pelo dinamismo da economia primário-exportadora, com destaque para o complexo cafeeiro no Sudeste e a economia da borracha na região Amazônica.

Apesar do crescimento das redes de comunicação, transporte e energia, o território brasileiro apresentava “ilhas de infraestrutura” no contexto de arquipélago que conformava o espaço econômico brasileiro no período. Os investimentos não eram coordenados e não seguiam qualquer “racionalidade estratégica”, já que

dependiam da rentabilidade privada, de disputas políticas e do poder local. Consequentemente, o surgimento do setor elétrico brasileiro contou com empreendimentos isolados, caracterizados pela autonomia local tanto de fornecimento quanto de regulação e controle a cargo do poder dos municípios (BRANDÃO, 2007).

Ainda que houvesse inúmeras empresas de pequeno porte em todo o país voltadas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, o setor se tornou monopólio do capital estrangeiro através da atuação de duas empresas que definiram a estrutura de produção e distribuição da energia elétrica no país até a década de 1950: a *Brazilian Traction, Light and Power* (LIGHT), empresa canadense que inicia sua atuação no Brasil em 1897; e a *American Foreign Power Company* (AMFORP), empresa norte-americana, com projetos no Brasil a partir da década de 1920 (CACHAPUZ *et al*., 2006; MIELNIK E NEVES, 1988).

A partir dos anos trinta, a predominância do capital estrangeiro no setor elétrico viria a ser considerada uma ameaça ao desempenho do projeto nacional em curso inaugurado pela Revolução de 1930. Para o enfrentamento dessa questão, o Estado coloca em marcha o processo de institucionalização do setor elétrico em bases estatais, o que se expressa em progressiva intervenção. No plano institucional, marca o período o estabelecimento do Código de Águas (Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934), que incorporou o potencial energético dos cursos d'água ao patrimônio público, atribuindo à União a competência para legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes a critério dos estados, municípios e Distrito Federal (GOMES *et al*., 2002). O aparato legal conferiu ao poder público instrumentos de controle e incentivo ao aproveitamento industrial da água, inclusive ao hidrelétrico, com vistas ao uso racional dos recursos hídricos. Entre as diversas inovações, o Código estabelece que as concessões só poderiam ser atribuídas a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil.

Ainda que o Código de Águas tenha regulamentado a atuação das empresas privadas no setor elétrico, inclusive quanto ao controle tarifário, a aplicação das novas regras ficaria suspensa pela resistência de grupos políticos e econômicos vinculados aos interesses das empresas estrangeiras. A partir da implantação da ditadura de Vargas e da nova Constituição de 1937 se estabelecem novas funções ao poder público e se intensifica a intervenção do Estado na economia.

A Constituição de 1937 proibia explicitamente qualquer novo aproveitamento hidráulico por empresas estrangeiras, ao determinar que o aproveitamento das águas só poderia ser concedido a brasileiros e empresas constituídas por acionistas brasileiros, e não apenas organizadas no Brasil, como mencionava a Constituição de 1934 (CACHAPUZ *et al.,* 1988). Além da nova carta constitucional e da iniciativa pioneira de criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), em 1945, para a construção da UHE Paulo Afonso, a intervenção do Estado Novo no setor elétrico voltou-se apenas à organização das atividades desenvolvidas pelas concessionárias particulares e seu enquadramento nas orientações estabelecidas pelo Código das Águas[27].

Por esse aspecto, durante o primeiro governo Vargas (1930-1945), o setor elétrico continuou marcado pelo predomínio do serviço público pelas empresas privadas estrangeiras, que respondiam por dois terços do suprimento de energia elétrica do país, de maneira a controlar o fornecimento dos mercados no Rio e em São Paulo, pela *Light*; e nos no interior dos estados e demais capitais, pela Amforp.

Em decorrência do processo de industrialização e urbanização em curso, na década de 1940 a produção de energia elétrica iria ocorrer em descompasso com o crescimento do consumo, o que levou à crise de suprimento de energia (CACHAPUZ *et al.,* 2006; BURATINI, 2004). A razão estaria na estrutura de produção de energia hidrelétrica dos grupos estrangeiros, que se desenvolvia segundo a racionalidade da empresa privada, de modo que novos investimentos só se justificariam na perspectiva de mercado compensador. A despeito da expansão do mercado, as empresas achavam insatisfatória a margem de autofinanciamento oferecida pelas tarifas de energia elétrica (MIELNIK E NEVES, 1988). Apesar dos esforços para evitar a crise, ficava evidente a necessidade de medidas efetivas de planejamento.

Na busca por superar os gargalos infraestruturais do país, em 1942, é constituída a Missão Cooke[28], considerada o primeiro diagnóstico abrangente e

---

[27] Para tanto, foram criados o Conselho Nacional de Águas e Energia (1939), que viria a ser transformado em Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), de modo que a política de energia elétrica, antes sob responsabilidade do Serviço de Águas do Ministério da Agricultura, passasse para a competência de um órgão diretamente subordinado à Presidência da República. Através do CNAEE e da Divisão de Águas, que substitui o Serviço de Águas, em 1938, o governo federal atuou no setor elétrico até a criação do Ministério de Minas e Energia, em 1960.

[28] A Missão Cooke resultou de negociações entre o governo Vargas e os Estados Unidos. A comissão técnica americana elaborou estudos e projetos que visavam a internalização da produção de equipamentos e insumos considerados essenciais, a expansão e diversificação dos meios de transportes, a renovação tecnológica da

sistemático da economia brasileira. Quanto ao setor elétrico, estabeleceu metas prioritárias para a eletrificação ferroviária e a interligação das usinas, destacando o grande potencial hidráulico do país e a vantagem da opção hidrelétrica (CACHAPUZ *et al*., 2006).

O diagnóstico sobre o setor elétrico era de que seu desenvolvimento havia sido retardado pela rígida política tarifária do governo na última década[29] e pela proibição imposta às empresas estrangeiras de instalarem usinas hidrelétricas, restrição amenizada apenas durante Segunda Guerra Mundial. Tais críticas mostram claramente o compromisso da comissão com a coalizão liberal, em oposição ao nacionalismo emergente. As contribuições da Missão Cooke, entretanto, serviram de base para o primeiro Plano Nacional de Eletrificação, concluído em 1946, que estabeleceu apenas diretrizes gerais para a estruturação de um plano, indicando a criação de sistemas interligados regionais e a necessidade de planos de eletrificação de âmbito regional.

A década de 1940 testemunha algumas iniciativas de constituição de empresas estaduais[30], que, no entanto, obedeceram a motivações regionalistas, sem nenhum planejamento centralizado (BURANITI, 2004). A constituição do setor produtivo estatal de energia elétrica, cuja expressão máxima é a criação da Eletrobrás, ainda aguardaria alguns anos, pois a despeito do caráter centralizador do Estado Novo e da institucionalização de mecanismos de intervenção, ainda era acirrada a disputa no interior do governo sobre o papel apropriado do Estado na intervenção da economia, o que evidencia as contradições internas ao aparelho estatal.

---

indústria brasileira, a assistência técnica a profissionais e a mobilização mais eficiente de fontes de financiamento. Buscava-se um esforço em identificar possíveis formas de se manter a atividade da economia brasileira, integrada no esforço de guerra norte-americano, de modo que a autonomia para a produção se tornasse elemento fundamental em decorrência das limitações impostas pelo conflito mundial ao comércio internacional (CALABI *et al*., 1983; DRAIBE[1985]2004).

[29] O Código de Águas de 1934, estabeleceu o "serviço pelo custo" como critério para as tarifas, em substituição a cláusula-ouro. Pelo novo critério, a receita tarifária deveria atender aos custos operacionais incorridos para a prestação do serviço, acrescidos da garantia de recuperação da depreciação do capital investido de sua remuneração entre 10% e 12%. As diferenças entre a efetiva remuneração do concessionário e a garantia por lei constituiriam um crédito das concessionárias contra a União. Para que o cálculo fosse realizado, seria necessário que as concessionárias informassem o investimento inicial e continuado das empresas, cifra que a Light, por mais de 40 anos, se recusou a fornecer sem que houvesse constrangimentos legais. Sobre os conflitos entre as empresas estrangeiras e o Estado ver Branco (2002).

[30] Algumas iniciativas pioneiras, decorrentes da insatisfação quanto à atuação das concessionárias privadas, marcaram a primeira metade da década de 1940 e podem ser consideradas embrionárias ao modo como se consolidou o setor produtivo estatal de energia elétrica, tais como a criação das estaduais Comissão Estadual de Energia Elétrica, no Rio Grande do Sul (1943); e Empresa Fluminense de Energia Elétrica, no Rio de Janeiro (1945); além da empresa federal Companhia Hidroelétrica do São Francisco (1945) para abastecer o Nordeste do país a partir da UHE Paulo Afonso (BURATINI, 2004).

O primeiro governo Vargas iniciou ainda estudos para a implantação de uma indústria de material elétrico em larga escala no país. Essa proposta emergiu no âmbito da Comissão da Indústria de Material Elétrico (CIME), entre 1944 e 1946. Era um período marcado pelas dificuldades de importação de materiais elétricos em decorrência do conflito mundial, o que dificultava a expansão da capacidade instalada. Em motivações próximas às que deram origem à Comissão do Plano Siderúrgico Nacional (1940), preparatória à criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), tais empresas seriam sustentadas pelo governo federal e garantiriam a infraestrutura do processo de industrialização e a competitividade dos produtos que dela dependessem (MIELNIK E NEVES, 1988).

O projeto, contudo, viria a ser abandonado, uma vez que uma indústria de tal monta infringiria as regras do oligopólio transnacional dos fabricantes de equipamentos elétricos estabelecidas no âmbito da *International Notification and Compensation Agreement* (INCA), em 1930, base para a criação da *Internacional Electrical Association* (IEA), em 1936. Estas restrições evidenciam as dificuldades em romper com a dependência tecnológica estabelecida no setor.

A partir de meados da década de 1940, as transformações pelas quais passava a economia brasileira, a redemocratização e a crescente insatisfação quanto à atuação das empesas privadas, propiciou um ambiente para o debate sobre os papeis que deveriam cumprir a iniciativa privada, nacional e estrangeira, e o Estado, no que se refere ao sistema produtivo brasileiro.

Expoente desse debate foram as conferências das classes produtoras, que expressam a busca por protagonismo por parte das mesmas na condução da política social e econômica do país. A I Conferência das Classes Produtoras ocorreu em Teresópolis, em 1945, e em termos econômicos afirmou o princípio da liberdade e o primado da iniciativa privada como condutores da ordem econômica brasileira. Admitiam um certo grau de interferência do Estado, quer como estímulo às atividades econômicas, quer como ação supletiva, extensiva ao campo social, sempre que os empreendimentos necessários ultrapassassem o poder, a capacidade ou a conveniência da iniciativa privada. Exceto nesses casos, a intervenção do Estado só se justificaria quando relacionada à segurança interna ou externa, ou ao bem comum. Em caso de intervenção direta, o Estado deveria ouvir previamente as classes

interessadas e, sempre que possível, conceder ao capital particular uma participação no investimento e na direção das negociações (I CONCLAP, 1945).

Quando da ocorrência da II Conferência das Classes Produtores, em 1949, em Araxá, as delegações recomendaram a participação do Estado para o amparo à produção de material agrícola, aumento de recursos governamentais destinados às pesquisas científicas e tecnológicas, o estabelecimento de um plano nacional de energia, a intensificação da pesquisa e exploração do petróleo no país, com rápida instalação de refinarias pelo governo ou mediante concessões à empresas particulares e organizações mistas, além de uma política nacional de combustíveis visando ao beneficiamento do país da maior quantidade de petróleo bruto (II Conclap).

De acordo com Szmrecsányi e Suzigan (2002), enquanto a I Conferência ocorreu em um momento de expectativa quanto à normalização do comércio internacional, e fluxo de capitais norte-americanos, em que a ação do Estado seria requerida apenas em caráter supletivo, a II Conferência explicita certa decepção quanto aos rumos da economia, de maneira a demandar uma ação estatal condizente com o crescimento da indústria, o que reflete a percepção de que o Estado era de fundamental importância para o estímulo e direcionamento da política de reaparelhamento e crescimento industriais.

Com a Constituição de 1946 e o restabelecimento da democracia, é consolidada a ação intervencionista do Estado (DRAIBE, [1985] 2004). Ainda que de orientação liberal e menos entusiasta da intervenção do Estado no processo de industrialização, sob o governo Dutra (1946-1951) o setor elétrico viria a ser influenciado pela política macroeconômica, que acabaria por acarretar efeitos na indústria nacional[31]. No caso do setor elétrico, acirra-se o debate sobre a orientação para o desenvolvimento econômico, polarizado por duas correntes marcadamente distintas: os nacionalistas, que defendiam a aberta intervenção estatal tanto em setores de infraestrutura quanto em setores nos quais o capital privado não dispusesse de condições para atuar, propondo inclusive a encampação das empresas estrangeiras; e os liberais, ou “privatistas”, contrários a incentivos estatais à indústria

[31] No período são implantadas as indústrias de aparelhos eletrodomésticos e outros bens de consumo durável, levando a uma crescente demanda por energia elétrica, uma vez que o período se caracteriza por forte crescimento da indústria de transformação, em 42%, com destaque para os setores de Material Elétrico (28% a.a.), Material de Transporte (25% a.a.) e Metalurgia (22% a.a.) (VIANNA E VILLELA, 2005).

nacional e defensores do capital estrangeiro, que atribuíam ao Código de Águas a responsabilidade pela estagnação do setor elétrico (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Ao suceder a Dutra, o segundo Governo Vargas (1951-1954), ampliaria e intensificaria a intervenção direta do Estado no setor de energia elétrica, condizente com a expectativa e recomendações das classes produtoras, expressa em 1949. Com a volta de Vargas retornaram à pauta as aspirações à aceleração da industrialização, vista como condição para o progresso social e autonomia nacional. Na concepção predominante de desenvolvimento capitalista no segundo governo de Vargas, a industrialização foi concebida como um processo rápido e concentrado no tempo decorrente de um bloco de inversões públicas e privadas em infraestrutura e indústria de base, em que os investimentos em transporte e energia mais uma vez se estabeleceriam como metas centrais. Caberia à empresa estatal um papel estratégico e dinâmico nesse processo (DRAIBE [1985]2004).

O programa varguista conferia destaque para a organização de um sistema de financiamento apoiado de um lado na criação de um banco estatal central e de bancos regionais, e de outro lado, na ampliação e racionalização da arrecadação tributária, como forma de dinamizar e dirigir adequadamente o fluxo dos investimentos públicos e privados. Por último, também se buscava uma forma de articulação da economia ao capitalismo internacional que estabelecesse condições preferenciais para a entrada do capital externo nas áreas prioritárias de investimentos, assim como limites à remessa de lucros (DRAIBE [1985] 2004). Data desse período a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Na afirmação de diretrizes nacionalistas que marcaram o período, desempenhou papel central a Assessoria Econômica do Gabinete Civil da Presidência da República, que tinha como atribuições principais elaborar projetos para a política nacional de energia, incluindo petróleo, carvão e energia elétrica e fazer o balanço econômico do país e da atuação dos governos anteriores. Essas diretrizes foram enunciadas pela Mensagem Programática de Vargas, em 1951, em que se delineavam as bases da industrialização a partir de uma clara distinção entre os requerimentos de infraestrutura e os de implantação da indústria de base.

Na Mensagem, Vargas defendeu a participação do Estado na produção de energia elétrica, posição baseada no desempenho das grandes concessionárias

estrangeiras, que, segundo ele, embora obtendo lucros em suas atividades não respondiam satisfatoriamente ao aumento da demanda; e das empresas privadas de menor porte, de capital nacional que, dispondo de estreita base financeira, não eram capazes de mobilizar recursos suficientes para realizar investimentos elevados e de longa maturação. As empresas públicas estaduais e federais, portanto, viriam a cumprir o papel de fazer com que a oferta de energia precedesse e impulsionasse a demanda.

Em favor da alternativa estatal, Vargas argumentava que o ingresso de capitais externos se revelava aquém das expectativas e que, nesse sentido, o mais aconselhável seria a cooperação técnica e financeira de caráter público, “até porque a maior aplicação de capitais privados pressupõe a existência de condições que só podem ser criadas mediante inversões públicas em setores básicos, tais como energia e transporte” (Mensagem Programática de 1951, *apud* DRAIBE [1985]2004).

O desenvolvimento da geração de energia elétrica, a ampliação e modernização da distribuição e a revisão de tarifas e contratos de concessão eram considerados imperativos do programa de governo. A preferência pelo financiamento externo público a ser demandado ao Eximbank e Bird, justificava-se pela possibilidade de o governo decidir sobre o uso dos fundos, enquanto divisas indispensáveis ao investimento estatal na área de infraestrutura (DRAIBE [1985]2004).

Em decorrência da fragilidade da empresa privada nacional em relação “às gigantescas tarefas impostas pelo salto industrializante”, o encargo principal seria assumido pela empresa pública. A Mensagem de 1951 assim enunciava:

> É característica da época atual o desinteresse do capital privado para serviços de utilidade pública. Apesar de lucrativas, as grandes empresas não têm atraído novos capitais em proporção conveniente e vêm retardando seu ritmo de expansão para não ultrapassar as possibilidades de autofinanciamento ou obtenção de créditos com o apoio dos governos (...). É indispensável, por isso, que o governo assuma uma posição ativa em face do problema da criação de novos recursos de energia elétrica (...), que assuma a responsabilidade de construir sistemas elétricos onde sua falta representa maiores deficiências (Mensagem Programática de 1951, *apud* DRAIBE [1985]2004).

No primeiro semestre de 1953, a Assessoria Econômica elaborou quatro projetos de lei referentes às questões energéticas. O primeiro projeto tinha natureza fiscal e visava capitalizar as empresas públicas do setor a partir da criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), cujos recursos viriam da IUEE, criada em 1946, além

de recursos advindos do imposto de consumo, que receberia alterações em sua legislação. Apesar desse projeto ter sido considerado estatizante pela Light, que detinha forte apoio no Congresso, ele foi aprovado (lei nº2.308, de 1954), logo após o suicídio de Vargas e posse de Café Filho (CACHAPUZ *et al*., 2006).

O segundo projeto de lei regulamentaria a incumbência do BNDE de distribuir as quotas do IUEE pertencentes aos estados, Distrito Federal e municípios. Esse projeto tinha como principal finalidade fornecer recursos às regiões menos desenvolvidas do país e, ainda que tenha sido aprovado, sua tramitação foi mais demorada, ocorrendo apenas em 1956, em decorrência de interesses regionais conflitantes.

Além desses dois projetos, a política setorial traçada pela Assessoria Econômica ainda envolveu o projeto de lei nº 4.277, referente ao Plano Nacional de Eletrificação (PNE) e o projeto de lei nº 4.280, relativo à criação da Eletrobrás. Ambos foram encaminhados ao Congresso em abril de 1954. O PNE distinguia duas grandes áreas no território brasileiro nas quais as obras programadas deveriam ser implementadas de maneiras diversas: a área das grandes centrais elétricas, suscetível de suprimento por grandes sistemas interligados; e a área em que só era possível o suprimento de energia elétrica por meio de pequenos sistemas isolados e serviços locais. Com relação às grandes centrais, foram estabelecidos três grandes grupos de sistemas: i) referente ao sul e sudeste já em funcionamento, que seria ampliado e complementado; ii) referente a concessão da Chesf; e iii) o sistema hidrelétrico e termelétrico do Rio Grande do Sul. Além desses grupos, havia o sistema isolado, referente ao sul de Goiás e ao Triângulo Mineiro[32].

Para a execução do PNE seria necessário a integração técnica e econômica dos programas de expansão a serem implementados pelo governo federal, pelas administrações estaduais e pelas concessionárias privadas. Com relação às empresas estrangeiras, as mesmas só poderiam se beneficiar de financiamentos com recursos públicos caso o BNDE participasse diretamente da constituição do seu capital ou se recorressem, preliminarmente, ao mercado de capitais para a obtenção,

[32] Diante do planejamento proposto, o plano encampou o planejamento dos governos estaduais, principalmente de São Paulo, Minas e Rio Grande do Sul, que, neste particular, já se haviam adiantado ao governo federal.

em moeda nacional, dos recursos necessários aos seus empreendimentos (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Apesar de o plano não ter sido formalmente aprovado no Congresso durante o governo Vargas, algumas de suas propostas nortearam a expansão setorial no Brasil, com destaque para a emergência do Estado como produtor de energia recomendado pelo Plano. Para tanto, foram necessários novos instrumentos administrativos para executar as novas atribuições. Com o intuito de preencher a lacuna institucional e administrativa, o projeto lei nº 4.280 autorizou o governo federal a constituir uma sociedade por ações denominada Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, em que a União subscreveria a totalidade do capital inicial da empresa.

A Eletrobrás, concebida como uma empresa pública de âmbito nacional, teria como encargo fundamental a execução dos empreendimentos do Plano Nacional de Eletrificação sob a responsabilidade do governo federal. Nesse sentido, caberia à Eletrobrás a realização de estudos e projetos, a construção e a operação de usinas produtoras e de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a implantação da indústria pesada de material elétrico, em associação ou não com o capital privado, nacional ou estrangeiro (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Em decorrência da oposição das concessionárias estrangeiras contrárias à intervenção estatal e resistências que partiam do próprio governo, o projeto da Eletrobrás passaria sete anos em discussão no Congresso Nacional. Depois de sofrer uma série de alterações em seu texto original, o projeto seria transformado em lei em 1961, já no governo Jânio Quadros. As dificuldades enfrentadas na aprovação destes projetos originaram-se, em larga medida, da atuação, no interior do aparelho do Estado, de grupos que defendiam orientação de cunho privatista e receptiva ao capital estrangeiro, não só para o setor de energia elétrica, mas também para o conjunto da economia.

Contrapunha-se à posição nacionalista da Assessoria Econômica e expressando a correlação de forças do segundo governo Vargas, destacam-se as posições privatistas do Conselho Nacional de Economia (CNE). Em anteprojeto de lei elaborado a pedido de Vargas, em 1952, referente à organização e desenvolvimento do setor elétrico no Brasil, o Conselho manifestava-se contrário à planificação do setor em escala nacional e recomendava a elaboração de planos regionais. Apesar do apoio de parlamentares, empresários e concessionárias particulares, com ênfase da Light,

o anteprojeto não teve desdobramento prático no segundo governo Vargas (CACHAPUZ *et al.,* 2006).

Sustentariam igualmente posições privatistas no segundo governo Vargas, as posições da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos de Desenvolvimento Econômico (CMBEU). Dando continuidade às ações de planejamento, a CMBEU foi constituída a partir de contatos entre autoridades americanas e brasileiras, em 1950, com a finalidade de definir fontes de financiamento para os setores de infraestrutura. A importância da Comissão relacionava-se ao fato de assegurar fontes de financiamento de projetos que permitiriam superar gargalos de infraestrutura econômica do país, assim como ampliar os fluxos de capitais dirigidos ao Brasil (DRAIBE [1985]2004).

O diagnóstico da comissão se restringiu a três setores: agricultura, transporte e energia, sendo que os dois últimos receberiam 97% dos recursos. Quanto à energia, todos os projetos eram relacionados à energia elétrica (CACHAPUZ *et al*. 2006; DRAIBE [1985]2004). Com relação à ação do governo, além de suas funções reguladoras e supervisoras, deveria atuar de maneira suplementar, dada a confiança em empreendimentos privados. Em decorrência da relevância conferida pela CMBEU ao capital privado, a Comissão também contrastaria com a posição da Assessoria Econômica. Os trabalhos da Comissão se encerraram em dezembro de 1953[33], mas seus técnicos viriam a ocupar, posteriormente, as equipes do BNDE, instituição que ficaria responsável em dar prosseguimento à implementação dos projetos. Alguns dos membros das equipes mencionadas viriam a ser os planejadores do Plano de Metas, de Juscelino Kubitschek.

A despeito das divergências internas, iniciativas adotadas durante o segundo governo Vargas foram cruciais para a estruturação e a consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica nos anos seguintes. As bases financeiras do investimento público foram ampliadas a partir da criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE, em 1952; e do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), criado em 1946, que viria a compor o FFE, como estabelecido em 1954.

[33] Cf. Vianna e Villela (2005) com a crise cambial e vultosos atrasos comerciais, o Banco Mundial decide interferir na condução da política econômica e pressiona o Eximbank a adotar condições mais duras para a concessão de um empréstimo que objetivava regularizar a situação dos atrasos comerciais. O passo seguinte seria o fim da CMBEU e a interrupção do financiamento, mesmo para os projetos já elaborados e apresentados pela comissão.

O projeto de industrialização varguista estabeleceu a empresa pública no núcleo do processo. A organização do investimento público sob a forma da grande estatal, com vultosos investimentos, ritmo e forma de expansão, cujos critérios eram distintos dos tradicionais serviços públicos, implicou em um conjunto de decisões que alterou a divisão de áreas de inversão e o modo de articulação entre a empresa privada nacional, a estrangeira e a estatal[34] (DRAIBE [1985]2004).

A partir de Juscelino Kubitschek (1956-1961), o capital estrangeiro torna-se a principal base de financiamento da industrialização brasileira, o que pode ser entendido como uma inflexão à posição nacionalista de Vargas[35]. Por outro lado, o período JK estabeleceu a conversão definitiva do setor industrial e das suas empresas em unidades-chave do sistema, com a implantação dos ramos automobilísticos, construção naval, mecânica pesada, cimento, papel e celulose, e a triplicação da capacidade da siderurgia.

Para tanto, o Estado promoveu um vasto programa de construção e melhoramento da infraestrutura de rodovias, produção de energia elétrica, armazenamento de silos, portos, além de viabilizar o avanço da fronteira agrícola "externa", a partir de Brasília e da rodovia Belém-Brasília. Sua política desenvolvimentista foi expressa no Plano de Metas, responsável pela instalação recorde dos setores mais modernos e dinâmicos da indústria brasileira, controlados em grande parte pelo capital estrangeiro (OLIVEIRA, 2008).

O esforço de planejamento econômico do Brasil iniciados em Vargas se tornaria permanente com a instituição, no governo JK, do Conselho de Desenvolvimento, órgão planejador diretamente ligado à Presidência da República. Tendo como

---

[34] Com relação ao setor elétrico, a partir da divisão de trabalho estabelecida na administração, caberiam às empresas públicas estaduais já constituídas os investimentos na construção de usinas e sistemas de transmissão; a esfera federal se ocuparia do apoio técnico e do financiamento, além da iniciativa de grandes projetos. Com relação aos capitais privados, em particular o estrangeiro, foram definidas novas posições no que tange às atividades de geração, transmissão e distribuição, sob a égide da política de nacionalização progressiva da geração e transmissão.

[35] Cf. Coutinho (1997), a integração da economia mundial ocorrida nas décadas de 1950 e 1960 foi impulsionada pela transnacionalização das grandes empresas norte-americanas, em um contexto de estabilidade da moeda americana e hegemonia estadunidense. O movimento das empresas americanas teve como resposta a mesma estratégia por parte das grandes empresas europeias. Tal rivalidade beneficiou o Brasil, que buscou atrair investimentos e negociar a entrada de capitais estrangeiros em condições favoráveis, com destaque para o ciclo expansivo correspondente ao governo de Kubitschek (1956-1961). Os investimentos diretos externos em setores dinâmicos como automobilística, mecânica e material elétrico foram decisivos para modificar o perfil da indústria brasileira e para concretizar um importante processo de industrialização, de modo a viabilizar investimentos públicos e estatais em infraestrutura e indústrias de base.

expressão o Plano de Metas, a finalidade do Conselho era acelerar o processo de acumulação, aumentando a produtividade dos investimentos existentes e aplicando novos investimentos em atividades produtivas (CACHAPUZ *et al*., 2006; VILLELA, 2005).

Com relação ao cumprimento do Plano, os resultados foram extremamente satisfatórios, uma vez que, em fins da década de 1960, a potência instalada alcançou 4.777.000 kW, ou seja, 87,6% do total previsto no projeto inicial. Em 1965, foi alcançada a marca de 7.411.000 kW, correspondente a 89,6% do estipulado para aquele ano (CACHAPUZ, *et al*., 2006).

A estrutura fiscal sob a qual o Estado atuava, entretanto, era precária e extremamente recessiva, o que levava a déficits crescentes. Para agravar o quadro, a conjuntura internacional era pouco propícia, em um momento de redefinição do capitalismo num sentido policentrista, com a criação do Mercado Comum Europeu, culminado na quase inexistência de financiamento de governo a governo (OLIVEIRA, 2008). Diante dessa situação, o sucesso do Plano não viria sem o agravamento das condições macroeconômicas, em decorrência da ausência de condições propícias de financiamento.

A criação da Eletrobrás, em tramitação no Congresso desde 1953, ocorreria em 1961. A proposta recebeu apoio de políticos, técnicos, engenheiros, jornalistas, militantes, trabalhadores e estudantes, que endossavam a corrente nacionalista, apesar da forte oposição de parte do empresariado e de segmentos contrários de deputados ligados à defesa do capital estrangeiro no país. Destaca-se o veto parcial por parte do Presidente Jânio Quadros, que rejeitou a formação da indústria estatal de material elétrico, reservando esse espaço às empresas privadas, nacionais e estrangeiras.

Em decorrência das novas atribuições do Estado no que tange aos investimentos no setor, a partir de grandes centrais elétricas e extensas redes de transmissão, a Eletrobrás seria o instrumento de ação prática para atender às novas necessidades requeridas pela industrialização, em sua fase de consolidação do departamento de bens duráveis e de bens de capital. Enquanto órgão de planejamento setorial, em escala nacional, a empresa se encarregou da definição de planos de expansão do sistema de energia elétrica do país, de modo que a partir de sua criação se consolida e institucionaliza a intervenção direta do Estado no setor.

A criação da Eletrobrás veio estabelecer uma divisão do trabalho entre o Estado e a iniciativa privada, em que o primeiro se voltava primordialmente para a expansão do parque gerador e a segunda, formada por empresas nacionais e estrangeiras, se ocupava de investimentos na área de distribuição de energia elétrica.

A partir da ampliação da capacidade instalada organizada pela vertente institucional, com a construção de unidades de produção de energia hidrelétrica e fornecimento de instrumentos formais para controlar a decisão e as orientações fundamentais, no que se refere ao planejamento, financiamento e coordenação da estrutura de produção e distribuição de energia elétrica, novos espaços de atuação foram atribuídos à vertente privada, que se insere em segmentos estratégicos da estrutura de produção, tais como estudos e projetos, construção civil, equipamento elétrico pesado e montagem de equipamento, consolidando a lógica industrial na articulação desses segmentos (MIELNIK E NEVES, 1988). A ação interventora do Estado no setor elétrico promoveu, portanto, a incorporação de diversas frações de capital na dinâmica de acumulação, tornando a burguesia industrial componente do bloco no poder.

Paralelamente ao debate para a criação da empresa estatal, tem-se a criação do Ministério das Minas e Energia, ideia concebida também no segundo governo Vargas. A criação do Ministério tornava-se cada vez mais uma exigência da complexidade das atividades desenvolvidas pelo conjunto do setor energético. Como consequência, em julho de 1960, por meio da Lei n° 3.782, Juscelino Kubitschek criou o Ministério[36], com as atribuições do estudo e despacho de todos os assuntos relacionados à produção mineral e à energia.

Entre as décadas de 1940 e 1960, a expansão da capacidade instalada do setor elétrico se deveu, sobretudo, à afirmação das empresas públicas. Do fim da Segunda Guerra Mundial até a criação da Eletrobrás registrou-se uma taxa de crescimento médio anual de 8,9% na capacidade instalada, que passou de 1.341.600 KW, em 1945, para 5.728.800 kW, em 1962. Inúmeras iniciativas de criação de empresas estaduais ocorreram entre as décadas de 1950 e 1960, que, somadas à criação de empresas federais, permitiram que o monopólio conferido às empresas estrangeiras

[36] O novo ministério incorporaria o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) e o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), incluindo em sua jurisdição a Chesf e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

fosse rompido. No decênio 1952-1962, a participação das empresas públicas na capacidade instalada passou de 6,8% para 31,3%, enquanto das concessionárias privadas, com destaque para as estrangeiras monopolistas, caiu de 82,5% para 55,2%. O restante foi ocupado por auto-produtores que tiveram sua participação inalterada no período (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Com relação à atuação da União na expansão da capacidade instalada, o governo dá continuidade à criação de empresas estatais e, em 1957, cria a Central Elétrica de Furnas S.A. (Furnas), com o objetivo de aproveitar o potencial hidrelétrico de 1.200.000 kW do Rio Grande, na divisa de Minas Gerais e São Paulo[37]. A empresa representou a segunda intervenção direta do governo federal na produção de energia elétrica, que já havia ocorrido com a criação da Chesf, em 1945, para a instalação da UHE Paulo Afonso, e se destinava a suprir a demanda da região mais desenvolvida do país, o Sudeste (CACHAPUZ *et al*., 2006; MIELNIK E NEVES, 1988). Ambas as empresas federais, Chesf e Furnas, se tornaram subsidiárias da *holding* estatal Eletrobrás.

Entre 1962 e 1973, o setor contou com mecanismos de geração interna de recursos, o que propiciou uma sólida estrutura de financiamento (condição que irá se reverter a partir de 1974 e culminará na crise setorial da década de 1980). Por acompanhar as orientações da política econômica do governo, no que se refere à política de preços e de investimentos, uma vez que integra o setor produtivo estatal, o setor pode contar com fontes de financiamento independentes de sua atividade empresarial, como recursos de impostos, recursos gerados pelo próprio setor e recursos extra-setoriais.

Ainda, o processo de expansão do setor elétrico contou com a interligação das empresas, tanto no nível técnico como no nível financeiro, assim como com a implementação progressiva de diversos mecanismos de captação de recursos acionados pela administração pública, que permitiram o autofinanciamento setorial (CACHAPUZ *et al*., 2006). As bases financeiras que permitiram a expansão do setor elétrico estatal foram alcançadas com o estabelecimento de fontes de recursos

[37] Os seus acionistas envolviam os estados de São Paulo e de Minas Gerais, a *Light* e a Companhia Paulista de Força e Luz, da Amforp. A entrada do setor privado foi estratégica, pois Furnas atuaria no Centro-Sul do país. Quando da ampliação do capital da empresa, o Estado elevaria sua participação em mais de 95%.

próprios. A criação da Eletrobrás propiciou a consolidação do planejamento de longo prazo e do sistema interligado estatal.

Com relação aos recursos gerados pelo próprio setor, foram estabelecidos o Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE), reformulado em 1962; o Empréstimo Compulsório (EC), criado em 1962; e Reserva Global de Reversão (RGR)[38], de 1971 (BURATINI, 2004). Dentre os recursos extra-setoriais destacam-se os provenientes do governo federal e dos governos estaduais e municipais, assim como os obtidos através de financiamento externo. O equilíbrio econômico-financeiro do setor dependeria da interação entre política tarifária, dotação dos recursos orçamentários da União e dos estados e obtenção de empréstimos e financiamentos do país e do exterior (CACHAPUZ *et al.,* 2006).

Conforme Buratini (2004), o modelo regulatório e o padrão de financiamento vigentes permitiram certo grau de centralização de recursos na Eletrobrás, de maneia a que a *holding* assumisse o papel de banco de desenvolvimento setorial, o que lhe conferia expressiva capacidade financeira graças ao Empréstimo Compulsório e ao Imposto Único de Energia Elétrica. Além disso, a criação da Reserva Global de Reversão (RGR) permitiu que a estatal conquistasse a maior parcela dos recursos, pois diferentemente da quota de reversão, cujo recolhimento era mantido nas concessionárias para financiamento, os recursos da RGR eram transferidos para a Eletrobrás, responsável por sua gestão.

Com relação ao planejamento setorial, até a criação da *holding* estatal Eletrobrás e do Ministério de Minas e Energia, as empresas de energia elétrica, embora obedientes a uma legislação abrangente, atuavam de forma isolada, o que conferia autonomia às concessionárias estaduais. Devido a essa conformação, o planejamento era definido pelas empresas de acordo com os requisitos e projetos específicos, voltado para o atendimento de sistemas isolados, com baixo ou nenhum nível de intercâmbio, do que decorria o desconhecimento em relação às bacias hidrográficas e a baixa complexidade dos sistemas de transmissão, que ligavam unidirecionalmente as fontes geradoras e centros de consumo (CACHAPUZ *et al*., 2006).

---

[38] Gerida pela Eletrobrás, a Reserva Global de Reversão tinha como finalidade prover recursos para os casos de reversão e encampação dos serviços de energia elétrica. Além de alterar a quota de reversão, elevou o total de recursos setoriais (CACHAPUZ *et al.,* 2006; BURATINI, 2004).

A partir dos anos de 1950, a expansão do setor começa a depender da articulação entre as empresas de energia elétrica, à medida que a localização de novos projetos de expressão regional, os estudos de mercado e a integração operacional dos sistemas exigiam um esforço integrado de planejamento. Esse panorama evidencia a necessidade de integração dos sistemas elétricos. Colaboraram para a visão integrada a consolidação das empresas regionais Furnas e Chesf e o amadurecimento da Cemig, bem como a criação do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobrás, que legitimaram e começaram a viabilizar a ideia de planejamento setorial integrado. A partir da efetiva constituição da Eletrobrás, o setor elétrico passou por um reordenamento institucional em que o planejamento, até então regional e assimétrico, adquire uma feição mais definida e sistematizada, tanto institucionalmente quanto em termos hierárquicos.

A interligação dos sistemas, que já havia sido iniciada em 1963, com a entrada em operação da UHE Furnas, estabelecendo a interligação entre Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro, assumiu importância estratégica nas atividades de planejamento do setor elétrico, devido ao crescimento dos mercados e das diretrizes traçadas pelos planos regionais (CACHAPUZ, *et al.,* 2006). A partir da interligação, os reservatórios representariam poupanças energéticas, de modo que, em momento de estiagem em determinada região, os sistemas de transmissão interligados abasteceriam por meio do acúmulo do recurso hídrico em outra.

**Box 3. 1 - A visão integrada e o consórcio Canambra**

A visão integrada foi reforçada a partir da formação, em 1962, de um consórcio financiado pelo Banco Mundial envolvendo empresas canadenses, brasileiras e americanas, que originou na *Canambra Engineering Consultant Limited*, para realizar estudos hidroenergéticos no sentido de inventariar aproveitamentos hidrelétricos no Centro-Sul do país (LEMOS, 2007).

Segundo Buratini (2004), o consórcio foi influenciado pelo Plano Nacional de Eletrificação e seus trabalhos contribuíram para o processo de estatização do setor que assumiria, então, ritmo mais veloz. A metodologia dos estudos reforçou a importância do Estado como agente central da expansão da capacidade de geração e transmissão, pois mostrou a importância da interligação dos sistemas e da implementação, com antecedência, de projetos de longo prazo com elevado período de maturação, para que a ampliação da oferta se desse a preços reduzidos. Considerando que o planejamento de longo prazo previa um acelerado ritmo de desenvolvimento, apenas o Estado poderia antecipar vultosos níveis de investimento, dada sua lógica de decisão ser menos suscetível a incertezas e não requerer necessariamente a maximização de lucros em menor tempo possível (BURATINI, 2004).

Os trabalhos da Canambra deram origem à metodologia que passou a ser predominante no setor elétrico, pois ao realizar um programa de construção de usinas e linhas de transmissão com critérios precisos de custo das obras até 1980, tais critérios serviriam de base para os planos de expansão originados a partir da Eletrobrás (BURATINI, 2004). Ainda, Cachapuz *et al.* (2006) destacam que a estreita relação do consórcio com os técnicos brasileiros possibilitou a formação de centenas de técnicos no país que, posteriormente, integrariam os órgãos de planejamento das principais

concessionárias estatais. A metodologia utilizada ao centro-sul pela Canambra foi aplicada às demais regiões pela Eletrobrás.

Como coloca Buratini (2004), a complexidade decorrente da interligação dos sistemas demandaria a coordenação centralizada do despacho de energia para possibilitar o aproveitamento planejado dos reservatórios, de modo a criar uma importante complementaridade entre os diferentes regimes pluviais das várias bacias hidrográficas. Tanto as características próprias da fonte hídrica quanto à centralização e coordenação da operação (o despacho de energia), garantiriam os baixos custos da energia elétrica gerada pelas hidrelétricas[39].

Seguindo a lógica de estatização setorial, em 1962 a Eletrobrás é inserida na Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos, estabelecida para formatar o modo como se daria a encampação das empresas estrangeiras. A partir de 1965, já sob o regime militar, as instituições coordenadoras do setor de energia elétrica seriam consolidadas, conformando a estrutura básica do setor elétrico[40], que perduraria até a reestruturação setorial dos anos de 1990. Com a consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica, a expansão da capacidade instalada no país passaria de 5.728 MW, em 1962, para 42.860 MW em meados da década de 1980, conforme a **Tabela 3.1**.

[39] Cf. Buratini (2004, p. 17), "por contar com uma fonte energética gratuita e renovável (a água das chuvas e dos caudalosos rios brasileiros) e por operar num regime integrado de comando centralizado que maximiza a "poupança" energética, algumas usinas hidrelétricas, depois de amortizadas, são capazes de gerar energia a um custo baixíssimo".

[40] A Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM) se transforma em Departamento Nacional de Águas e Energia, diretamente vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que juntamente com a Eletrobrás viriam a ser identificados como os coordenadores do setor de energia elétrica. Já o CNAEE, criado em 1939 e integrado desde 1960 a estrutura do MME, seria extinto em 1967, de modo que suas funções viriam a ser absorvidas pelo DNAE no ano seguinte, momento em que este último passaria a ser denominado de Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o que eliminaria a superposição existente entre CNAEE e DNAE desde 1965. Em 1967, o problema da estrutura de planejamento, acarretado pela superposição de atribuições entre a Eletrobrás e o CNAEE, foi solucionado com a extinção do último, momento em que se institucionalizam o Programa de Obras e os estudos de mercado. No ano seguinte, foi estabelecido o Orçamento Plurianual de Energia (OPE), que se converteu em uma importante ferramenta de planejamento ao fornecer dados para as indústrias de equipamentos e de material elétrico, bem como para firmas de engenharia (CACHAPUZ *et. al.,* 2006).

**Tabela 3. 1 - Evolução da capacidade instalada de energia elétrica por fonte: 1963-1986**

| Ano | Térmica (MW) (1) | Hidráulica (MW) | Total (MW) | Tx. Cresc. (%) |
|---|---|---|---|---|
| 1963 | 1.876 | 4.479 | 6.355 | - |
| 1964 | 1.946 | 4.894 | 6.840 | 7,6 |
| 1965 | 2.020 | 5.391 | 7.411 | 8,3 |
| 1966 | 2.042 | 5.524 | 7.566 | 2,1 |
| 1967 | 2.255 | 5.787 | 8.042 | 6,3 |
| 1968 | 2.372 | 6.183 | 8.555 | 6,4 |
| 1969 | 2.405 | 7.857 | 10.262 | 20 |
| 1970 | 2.372 | 9.088 | 11.460 | 11,7 |
| 1971 | 2.101 | 10.383 | 12.484 | 8,9 |
| 1972 | 3.806 | 11.019 | 14.825 | 18,8 |
| 1973 | 4.260 | 12.438 | 16.698 | 12,6 |
| 1974 | 4.545 | 13.740 | 18.285 | 9,5 |
| 1975 | 4.801 | 16.323 | 21.124 | 15,5 |
| 1976 | 4.845 | 17.901 | 22.746 | 7,7 |
| 1977 | 5.346 | 19.544 | 24.890 | 9,4 |
| 1978 | 5.648 | 21.807 | 27.455 | 10,3 |
| 1979 | 6.188 | 24.095 | 30.283 | 10,3 |
| 1980 | 5.768 | 25.584 | 31.352 | 3,5 |
| 1981 | 5.987 | 29.615 | 35.602 | 13,6 |
| 1982 | 6.003 | 31.168 | 37.171 | 4,4 |
| 1983 | 6.153 | 33.465 | 39.618 | 6,6 |
| 1984 | 3.595 | 34.804 | 38.399 | -3,1 |
| 1985 | 4.359 | 37.437 | 41.796 | 8,8 |
| 1986 | 4.382 | 38.478 | 42.860 | 2,5 |

Fonte: Siese/Eletrobrás, *apud* Cachapuz *et al.* (2006). Nota: exclui autoprodutores. Dados revistos somente a partir de 1970. (1) 1 MW = 1.000 kW.

A análise do setor elétrico revela que o Estado se constituiu, na prática, como o principal agente propulsor do processo de ampliação das atividades de energia elétrica no período desde a criação da Eletrobrás até a década de 1980. A trajetória nessa direção já se desenhava em fins década de 1950, com a atuação da Chesf e de Furnas, como empresas federais, Cemig e CEEE, entre outras, como concessionárias estaduais. Estas últimas se consolidam com a encampação da Amforp, em 1964, e do grupo Light, em 1979, quando ocorre a quase completa nacionalização do setor elétrico (CACHAPUZ *et al*., 2006).

O processo de encerramento das atividades das companhias estrangeiras levou à drástica redução do segmento do setor elétrico controlado pelo capital privado, pois o limitou à atuação das concessionárias privadas nacionais, que por sua vez possuíam na década de 1980, um parque gerador diminuto e não dispunham de

recursos para os investimentos necessários para a modernização das atividades de geração, transmissão e distribuição. Com relação à participação do Estado na potência instalada em geração, se em 1940, a participação dos agentes privados era de 88%, dos agentes públicos era de 4% e dos auto-produtores era de 8%; em 1980, o setor privado responderia por 1%, o setor público por 90% e os auto-produtores por 9% (BURATINI, 2004). A despeito da legislação setorial não prever a estatização do setor, na prática, a atuação das estatais acabou por levar a esse resultado.

Além da quase total estatização setorial, é marcante o peso atribuído às usinas hidrelétricas na geração de energia elétrica desde o início da atuação estatal, em detrimento das termelétricas, de modo que na década de 1980, as usinas térmicas respondiam por 10,2% da capacidade geradora, contra 25%, em 1962.

Acompanha o processo de consolidação do setor produtivo estatal o declínio da participação das termelétricas na produção de energia elétrica, cujos determinantes envolveram ampla interligação entre as regiões do país, menor custo da geração hidrelétrica e aumento dos preços internacionais do petróleo, a partir da década de 1970, que levou o governo brasileiro a reduzir a dependência do combustível fóssil. Tal política foi engendrada no âmbito do II Plano Nacional de Desenvolvimento, II PND (1975-1979).

### 3.2. O II PND

A partir de meados da década de 1970, a dinâmica do setor elétrico passa a estar relacionada à implementação do II Plano Nacional de Desenvolvimento (1975-1979), a respeito do qual convêm algumas considerações. O anúncio do II PND coincidiu tanto com a reversão cíclica do período de crescimento quanto com o aumento das pressões inflacionárias e sobre o balanço de pagamentos, que fariam com que a política econômica oscilasse entre sustentar metas expansivas de crescimento e controlar a inflação e o déficit das contas externas (PACHECO, 2008).

O dilema se expressava na inconsistência crescente entre, de um lado, as tentativas contencionistas sobre o crédito e o gasto público e, de outro, metas setoriais ambiciosas de investimento, muitas vezes fora do controle da área econômica, voltadas a sustentar o crescimento e comandadas pelo setor produtivo estatal – movimento sancionado pela disponibilidade de recursos externos, muitas vezes acionados pelas próprias empresas do governo como mecanismo auxiliar de equilíbrio do balanço de pagamentos.

Do ponto de vista estrutural, o II PND promoveu o deslocamento da acumulação em direção aos setores da indústria pesada e agricultura, em detrimento da indústria de bens de consumo duráveis (PACHECO, 1998). Tal processo justifica-se pela substituição progressiva do gasto privado em direção ao investimento público, em especial na produção de bens intermediários, como componente autônomo da demanda agregada, ainda que não tenha conseguido realizar sua meta primeira de impor-se enquanto novo padrão de industrialização.

Ainda assim, seus resultados foram expressivos, principalmente com relação ao desenvolvimento regional brasileiro, visto que foi no âmbito do II PND que a ação estatal, sobretudo na periferia nacional, foi reforçada, provendo infraestrutura básica, promovendo investimentos diretos em suas estatais e implementando o bloco de investimentos voltados para a expansão da indústria de insumos básicos e bens de capital (BRANDÃO, 2007).

Nesse sentido, o II PND foi responsável por profundas transformações tanto na base produtiva quanto na configuração territorial do país, pois a periferia nacional tornou-se a maior receptora dos novos investimentos, em decorrência de sua base de recursos naturais e também pelas decisões locacionais macropolíticas do governo federal (a exemplo dos polos petroquímicos da Bahia e do Rio Grande do Sul, e do conjunto dos programas de insumos básicos, como os de não-ferrosos e do aço). Uma vez que a periferia nacional foi acionada para participar do processo de industrialização, ocorreu um processo de desconcentração regional a partir da década de 1970, em contraponto ao processo de crescente concentração da produção industrial em São Paulo (CANO, 2008; PACHECO, 1998).

A principal razão para isso decorre da própria opção setorial dos investimentos tidos como prioritários, em sua maioria relacionados à produção de insumos básicos e dependentes da proximidade com as fontes de matérias-primas, por esse aspecto, tendencialmente desconcentrados. De acordo com Lessa (1978), o estabelecimento da política de industrialização e da política de energia como integrantes do núcleo central da estratégia do II PND implicou na construção de novas plantas industriais e energéticas, o que culminou em implicações espaciais decorrentes dessa estratégia.

> Dada a natureza da localização das indústrias básicas – orientada pela presença de recursos naturais e pelos nós de transporte – e dada a localização de fontes energéticas incorporáveis, em sua maioria os projetos

> vedetes do II PND localizar-se-iam nas regiões periféricas da economia brasileira (LESSA, 1978, p.8).

Lessa (1978) defende uma opção estratégica pela desconcentração ao afirmar que:

> A consciência das implicações espaciais-regionais da estratégia proposta leva o II PND a articular longamente (—) sob o título de 'Integração Nacional e Ocupação do Universo Brasileiro', por razões que vão de uma visão estratégica nacional de ocupação de vazios (eventual objeto de cobiça internacional), correspondentes implicações demográficas, implantação dos projetos estratégicos, abertura de novas frentes de exploração (—) uma nova conceituação para a antiga temática de Correção dos Desequilíbrios Regionais (LESSA, 1978, p. 12-13).

Os grandes projetos de investimento do II PND, entretanto, estavam voltados ao atendimento para completar o processo de industrialização em curso, em seus setores de bens intermediários e de capital, assim como a ampliar a produção de bens comercializáveis no mercado externo, o que acabava por imprimir-lhes pouca potencialidade em promover processos de adensamento da cadeia produtiva e encadeamentos regionais. Aí, certamente, residia o embrião do que alguns autores têm analisado como um processo de fragmentação do mercado nacional a que se refere (PACHECO, 1998; VAINER, 2007).

Com relação à política de energia, Lessa (1978) destaca o caráter de desconcentração, de modo que as diversas linhas de implantação (prospecção e produção de petróleo, ampliação do programa de geração e distribuição de hidreletricidade, exploração de carvão, entre outros) tenderiam a localizar os projetos prioritários nas regiões periféricas e/ou de nova fronteira. Conforme o autor,

> os aproveitamentos hidrelétricos como Itaipu, Itumbiara, São Simão, Paulo Afonso IV, Xingó, Salto Santiago, Tucuruí (articulado com o complexo minero-industrial de alumínio), São Félix, implicariam em desdobramentos espaciais (LESSA, 1978, p. 9).

O Plano buscaria diversificação energética, a exemplo do Pró-Álcool, do Programa Nuclear e das hidrelétricas. A Amazônia receberia um amplo programa de pesquisa de seu potencial hidroenergético, o que viria a reforçar o deslocamento de longo prazo no âmbito da política energética em direção a novas fronteiras. Segundo Buratini (2004), a política adotada pelo II PND posicionou o setor elétrico estrategicamente, colocando-o a serviço dos objetivos estabelecidos pelo plano, como a desconcentração produtiva e a redução da dependência do petróleo, diante de um

cenário mundial de escassez do combustível fóssil, em decorrência das duas crises do petróleo (1973 e 1979). Nesse período o setor elétrico conheceu forte expansão dos grandes projetos hidrelétricos, como Paulo Afonso IV (1979); UHE Itumbiara (1980); UHE Tucuruí (1984), Itaipu (1984) e Itaparica (1988), entre outros, que, acrescentaram mais de 20.000 MW na capacidade instalada do país (GOMES *et al*., 2002).

Isso foi possível, entre outras coisas, graças à intensificação do processo de centralização de recursos e decisões do setor elétrico, decorrente ela também da centralização do poder político e da capacidade de planejamento. De acordo com Buratini (2004),

> a centralização de recursos ocorrida anteriormente à estratégia do II PND desempenhou papel importante para a viabilização de grandes projetos hidrelétricos que, além de estarem fora da alçada financeira ou da área de concessão das empresas estaduais, permitiram o surgimento de economias de escala que se traduziram em externalidades positivas para o setor privado. Em suma, justificava-se a centralização de recursos até este momento pela sua funcionalidade no sentido de promover uma alocação de recursos que possibilitava a minimização dos custos globais (e, portanto, das tarifas) no longo prazo (BURATINI, 2004, p. 30).

Entre as várias medidas que favoreceram a centralização, cabe mencionar a Lei n° 5.899/73, conhecida como Lei Itaipu. Com o intuito de superar as deficiências que envolviam a interligação[41], a Lei Itaipu estabeleceu duas novidades ao planejamento e operação do setor de energia elétrica. A primeira refere-se ao reagrupamento das subsidiárias da Eletrobrás em quatro empresas de âmbito regional: Furnas, na região Sul e Sudeste; Chesf, na região Nordeste; Eletrosul, criada em 1968 para atender a região Sul e Mato Grosso do Sul; e Eletronorte, criada em 1973, para atender os estados e territórios da região Norte, o atual estado do Tocantins e Mato Grasso.

A segunda foi a criação do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), com atribuições de coordenar, decidir e encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão, existentes e futuras nos sistemas interligados da região Sul e Sudeste. Ambas as alterações

[41] Ainda em 1969, os problemas operativos referentes à interligação dos sistemas levaram o MME a estabelecer os princípios básicos que nortearam a criação do primeiro Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI), no mesmo ano, cujas orientações técnicas seriam fornecidas pela Eletrobrás (CACHAPUZ *et al*., 2006).

mostraram a importância da coordenação e processo de centralização de recursos e decisão na esfera federal.

Em 1974 foi estabelecida a equalização tarifária em todo o território nacional. Tal mecanismo também viria cumprir importante papel na coordenação do setor elétrico de modo a adequá-lo aos objetivos do II PND. Desde 1971, as concessionárias eram obrigadas a transferir para a Eletrobrás o equivalente a 3% do investimento remunerado para a Reserva Geral de Reversão (RGR). Em 1974, esse percentual foi elevado para 5%, tendo sido estabelecido que 40% dos recursos gerados deveriam ser depositados numa nova conta, a Reserva Global de Garantia (RGG)[42], que permitiria à Eletrobrás administrar a equalização das tarifas em todo o território nacional transferindo recursos dessa conta para as empresas cuja estrutura de custos não fosse compatível com a tarifa nacional unificada (LIMA, 1996, *apud* BURATINI, 2004).

Além de ampliar os recursos disponíveis para a Eletrobrás, a equalização tarifária se constituiu em um importante instrumento da estratégia de desenvolvimento do II PND, uma vez que buscava promover a desconcentração industrial e a redução da dependência energética brasileira em relação ao petróleo. A equalização tarifária rompeu com o incentivo à concentração produtiva que a diferenciação tarifária promovia, pois implicava na elevação das tarifas nas regiões Sul e Sudeste e uma transferência do excesso de remuneração dessas empresas para as localizadas nas demais regiões do país, o que possibilitava uma transferência de recursos para a região Norte. Assim, a Eletrobrás reforçou suas fontes de financiamento, viabilizando o aproveitamento dos maiores potenciais hidrelétricos do país, com destaque para aqueles que geravam maiores economias de escala para o conjunto da economia (BURATINI, 2004)[43].

A Lei Itaipu, a equalização tarifária e os mecanismos de centralização de recursos evidenciaram a posição estratégica a que foi colocado o setor elétrico para

---

[42] O estabelecimento da RGG, que tinha como objetivo promover o equilíbrio econômico-financeiro das empresas cuja previsão dos custos superasse a estimativa de receita a partir da equalização tarifária representou um efetivo mecanismo de transferência de excedentes de recursos entre as regiões do país, visto que se por um lado 60% dos recursos eram gerados pela região Sudeste, por outro as regiões Sul e Norte absorveram parcelas crescentes da reserva, alcançando 70,5% do total em 1978 (CACHAPUZ *et al*., 2006).

[43] Antes da equalização tarifária, as tarifas eram diferenciadas e refletiam as estruturas de custos de geração e distribuição das concessionárias. Isso permitia que as empresas do Sudeste diluíssem os custos de seus serviços sobre o contingente de consumidores, o que assegurava a expansão de investimentos a partir de uma tarifa inferior às demais regiões – cujos mercados eram menores – levando a concentração industrial, pela reduzida tarifa.

levar a cabo ao projeto desenvolvimentista expresso no II PND: i) viabilizar no longo prazo a obtenção de tarifas reduzidas a partir da realização de grandes obras hidrelétricas capitaneadas pela Eletrobrás, o que correspondia a reduzir a dependência do país ao petróleo; e ii) incentivar a desconcentração, ao eliminar a influência ocasionada pela diferenciação das tarifas na definição da localização das empresas.

A reestruturação das regiões a partir da instalação de grandes projetos de investimento impôs novas funções às mesmas, que passaram a atuar de acordo com a divisão regional do trabalho estabelecida pela necessidade do centro hegemônico em se apropriar dos recursos territoriais, aspecto analisado por Vainer e Araújo (1992) para o setor elétrico brasileiro.

Conforme os autores, a instalação de grandes projetos hidrelétricos acompanha o discurso que envolve a capacidade dos mesmos em promoverem o desenvolvimento regional, de modo a se configurarem em detentores do progresso e da modernidade. A razão estaria no fato de vincularem a região aos centros dinâmicos do país. Apesar disso, a localização de mega-empreendimentos em espaços periféricos aos eixos de desenvolvimento nacional expressou a tendência à apropriação e mobilização produtiva de recursos naturais em benefícios de circuitos de acumulação, com lógica, dinâmica e comando determinados por centros nacionais e internacionais, externos à região de instalação dos projetos, o que impôs limitações aos seus efeitos no que se refere ao desenvolvimento regional (VAINER E ARAÚJO, 1992).

Sob essa perspectiva, o II PND propôs uma nova configuração territorial do perfil industrial do país, centrado em indústrias de bens de produção que passaram a liderar a expansão industrial e dar sentido à sua dinâmica. Ao colocar como um de seus objetivos o estabelecimento da oferta de energia compatível com o crescimento econômico proposto, o programa reforça o papel do setor elétrico. A desconcentração industrial decorrente do programa de desenvolvimento, entretanto, envolveu atividades regionalmente específicas e concentradas em determinados setores, pela necessidade de exploração de certos recursos territoriais, sem qualquer articulação do projeto nacional a dinâmicas territoriais específicas.

Por outro lado, os programas estabelecidos em escala nacional propiciaram a articulação dos interesses que conformam o tripé desenvolvimentista, combinando

capital nacional, capital estrangeiro e Estado em torno de um padrão de acumulação no qual ao capital nacional são conferidas as órbitas mercantis de acumulação (LESSA E DAIN, 1982).

Pode-se afirmar que a articulação e a complementação dos sistemas nacionais de infraestrutura marcaram a ação estatal na década de 1970 e início de 1980 no sentido de promover a integração da diversidade econômica regional (BRANDÃO, 2007). É nesse momento que se consolidou o auge da construção pesada nacional, em que poucas empresas se beneficiaram do surto. As empreiteiras nacionais se originaram, em sua maioria, no final dos anos 40, a partir dos investimentos públicos (federais e estaduais) em rodovias e energia elétrica. As vultosas inversões do Plano de Metas, no período dos militares, até o II PND, consolidaram as empresas nacionais do setor.

Cachapuz *et al.* (2006) afirmam que, em 1960, a construção civil nacional já havia adquirido suficiente experiência no campo rodoviário, ferroviário e de edificações, mas a construção de hidrelétricas ainda ficava à cargo das empresas estrangeiras. Com a crescente intervenção estatal as empresas nacionais no ramo se capitalizaram e se capacitaram tecnologicamente. As concessionárias estatais de energia elétrica garantiam boa e contínua carteira de obras para as empreiteiras nacionais, que ocuparam quase que integralmente o mercado de construção do setor[44].

As dimensões das obras contratadas pelo governo assim como a exigência legal da experiência prévia no setor restringiram o acesso das pequenas firmas ao mercado de construção pesada, o que favoreceu um número reduzido de grandes empresas. O quadro 3.1 relaciona as principais empresas responsáveis pela construção das 84 obras de barragens construídas ou em fase de construção no período de 1960 a 1978.

[44] Apesar do fortalecimento da engenharia nacional, a tecnologia que envolvia o maquinário das hidrelétricas seria fornecida por consórcios constituídos majoritariamente por empresas estrangeiras, o que prevalece ainda no período recente, a exemplo do parque gerador da empresa Furnas Centrais Elétricas S.A., disponível em http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/pqgeracao.asp.

**Quadro 3. 1 - Principais empresas construtoras (1960-1978)**

| Empresas | Número de Usinas |
|---|---|
| Camargo Corrêa | 17 |
| Servix | 14 |
| Mendes Jr. | 11 |
| Cia Brasileira de Projetos e Obras (CBPO) | 7 |
| Andrade Gutierrez | 3 |
| Tenco | 3 |
| Stenobrás | 3 |
| Norberto Odebrecht | 2 |
| Alcindo Vieira (Convap) | 2 |
| Aranha e Manella | 2 |
| Escritório de Construção e Engenharia | 2 |
| Companhia Brasileira de Alumínio | 2 |

Fonte: Cachapuz *et al*. (2006), adaptado

Verifica-se que entre 1960 e 1978, do total 84, 42 hidrelétricas foram construídas por três empresas, Camargo Corrêa, Servix e Mendes Jr. Norberto Odebrecht, Alcindo Vieira (Convap), Aranha e Manella e a Companhia Brasileira de Alumínio participaram com duas barragens cada. As demais, foram construídas por 16 empresas. A Camargo Corrêa e a Mendes Jr., duas das maiores empresas de construção civil no país à época, atuantes inicialmente em São Paulo e Minas Gerais respectivamente, juntamente com Andrade Gutierrez, C.R. Almeida, Norberto Odebrecht, CBPO, Serveng Civilsan, Tenenge e Queiroz Galvão figuravam, em 1989, entre as 12 maiores empresas de construção em termos de patrimônio líquido.

Além da construção civil, as demandas dos programas estatais por obras hidrelétricas também contribuíram para a consolidação empresarial e técnica das firmas nacionais especializadas em engenharia consultiva, como a Themag, Hidroservice, Engevix, Internacional e Pronon, entre outras, qualificando-se para projetar algumas das maiores centrais hidrelétricas do mundo, bem como sistemas de transmissão de características excepcionais, tanto em corrente contínua como alternada (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Assim, a ação estatal de provisão de infraestrutura econômica no espaço continental brasileiro irá consolidar a hegemonia de construção pesada realizada por empresas de propriedade nacional, permitindo que essas empresas consolidassem capacidade para a exportação de serviços de engenharia e sua vocação para a diversificação de negócios, a exemplo dos grupos Camargo Corrêa, Andrade Gutierrez, Mendes Jr., Norberto Odebrecht, Queiroz Galvão, etc., aspectos que se aprofundam no período recente.

Nesse sentido, a partir de Lessa (1978), Brandão (2007) afirma que as demandas do Estado, tanto por investimentos tradicionais quanto das empresas estatais, pela provisão de capital social fixo, vincularam uma ampla frente de interesses relacionados ao bloco da grande engenharia nacional com amplas frações de capital industrial nacional e estrangeiro. A grande engenharia nacional se articularia com diversas frações de capital industrial fornecedor de materiais e, pelo volume de emprego que gera direta e indiretamente, com a indústria de bens finais de consumo. Portanto, as ações estatais permitiram acomodar os interesses tanto das classes dominantes, quanto das classes subalternas, aspecto condizente com o referencial teórico analisado.

Brandão (2007) destaca o papel desses setores na soldagem de interesses orgânicos do núcleo duro do capital nacional e na moldagem e apropriação do espaço urbano regional. Pode-se considerar que os ramos executores de obras públicas de grande porte, rodovias, saneamento, energia elétrica, etc. foram os setores-chave da preferência do capital nacional pelas órbitas não-industriais, no pacto conformador da “Sagrada Aliança”, em que o Estado reservaria ao capital nacional as órbitas não-mercantis, conforme Lessa e Dain (1982). Uma questão que emerge é se esse pacto, ainda que reformulado, pode ser considerado como válido para o período recente.

### 3.3. A falência do modelo estatal e os ensaios de reestruturação setorial

A partir de meados da década de 1970, as condições financeiras do setor elétrico que propiciaram a expansão verificada com a criação a Eletrobrás são revertidas à medida que o setor passa a ser subordinado à política econômica vigente no período, qual seja, administração da dívida e do balanço de pagamentos, assim como controle inflacionário, que impunham restrições à elevação da tarifa real.

Para superar as limitações impostas pela redução da participação dos recursos internos na estrutura de financiamento do setor elétrico, a estratégia adotada privilegiou cada vez mais a captação de recursos extra-setoriais, para manter a expansão setorial requerida pelas projeções do governo no âmbito do II PND. Daí o aumento da participação dos financiamentos externos, visto que a parcela correspondente aos recursos extra-setoriais provenientes exclusivamente da esfera governamental manteve a tendência de queda.

O endividamento internacional viria a agravar a situação das contas externas quando da elevação dos juros americanos, em 1979, sob a política do dólar forte. Ao

serem reduzidas as possibilidades de geração interna de recursos, o setor se tornou cada vez mais dependente de recursos extra-setoriais, com ênfase no financiamento externo. Tal situação fez com que o país, num cenário de queda da liquidez externa e elevação das taxas de juros, desembocasse na crise financeira da década de 1980.

O IUEE e o empréstimo compulsório também sofreram redução, em decorrência da evolução desfavorável das tarifas. Os recursos arrecadados com o IUEE foram sendo gradualmente direcionados para o financiamento de atividades econômicas fora do setor de energia elétrica. O empréstimo compulsório, por sua vez, teve sua participação diminuída anualmente, concomitantemente à manutenção dos estímulos às indústrias eletrointensivas (CACHAPUZ *et al*., 2006).

À medida que a expansão setorial se tornava cada vez mais dependente das possibilidades de se captar recursos extra-setoriais de terceiros, assim como passava a ser subordinada aos determinantes da política fiscal, o que fazia com que os recursos que serviriam à expansão fossem progressivamente destinados ao serviço da dívida externa, sua base de sustentação tornava-se cada vez mais restringida.

Nos anos oitenta, com o agravamento da crise fiscal do Estado a partir do segundo choque do petróleo e da elevação dos juros americanos, a situação econômico-financeira do setor elétrico se agrava à medida que a política setorial passa a ser instrumento da política econômica, com restrições à elevação das tarifas e aumento da captação de empréstimos externos para conter a crise no balanço de pagamentos. Neste período, o setor foi submetido (i) à política inflacionária e (ii) ao crescente endividamento externo. Destarte, o setor passa a ter dificuldades em gerar recursos internos pela restrição tarifária, bem como os projetos de geração e transmissão, que não seriam implementados, passaram a ser utilizados como fonte de captação de recursos externos para realizar os ajustes no endividamento externo (CACHAPUZ *et al.*, 2006).

Contribuíram para esse quadro os investimentos necessários para levar adiante os grandes projetos hidrelétricos em andamento, como Itaipu e Tucuruí, que afetaram a estrutura de inversões do setor e a capacidade de expansão das concessionárias de energia elétrica. Concomitantemente à crise financeira, o setor elétrico foi afetado pelo acirramento da crise institucional, entre a União e as unidades federativas, latente desde o início do processo de centralização dos recursos financeiros por parte do governo federal.

Diante da crise setorial, os debates quanto à sua reestruturação se iniciam na segunda metade dos anos oitenta. A transição para o regime democrático, o agravamento da crise fiscal do Estado e as crescentes dificuldades econômico-financeiras do setor de energia elétrica durante o governo José Sarney (1985-1989) foram elementos determinantes para o início dos debates sobre a reforma da legislação dos serviços públicos de eletricidade e o modelo de organização setorial, baseado no controle quase absoluto das atividades de geração, transmissão e distribuição de concessionárias federais e estaduais (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Em 1985, o governo Sarney aprova o Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica (PRS), elaborado pela Eletrobras com participação das concessionárias e do DNAEE. Além da programação de obras e investimentos até 1989, o plano estabeleceu metas de recuperação tarifária, o que foi condição para a obtenção de créditos junto ao Banco Mundial e um esquema de capitalização do setor em complementação ao insuficiente autofinanciamento. Apesar de contemplar a recomposição tarifária, esse objetivo sofre um revés com a política anti-inflacionária do Plano Cruzado, em 1986, o que frustraria as expectativas em relação ao PRS.

No âmbito do PRS, foi elaborado o Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010, conhecido como Plano 2010, coordenado pela Eletrobrás. Apresentado pela Eletrobrás em 1987, o plano ampliou o escopo de planejamento do setor elétrico, ao incorporar novos temas como meio ambiente, conservação de energia elétrica, inserção regional dos empreendimentos de energia elétrica e a incerteza do planejamento de longo prazo (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Em depoimento à Memória da Eletricidade (2011), José Antônio Muniz Lopes[45], informa datarem desse período os estudos do Tapajós, do Xingu, a complementação dos estudos do Madeira, do Tocantins-Araguaia, referentes aos projetos que atualmente estão sendo implementados: Estreito, Serra Quebrada, Marabá, Belo Monte (Kararaô e Babaquara à época) e Teles Pires. Muniz Lopes foi coordenador dos estudos quando estava na Eletronorte.

O agravamento da crise financeira e a queda de seus níveis de remuneração levaram ao acirramento da crise institucional, uma vez que as concessionárias

[45] O engenheiro estava nessa época à frente da Coordenação-Geral da Presidência da Eletronorte, responsável pelo planejamento empresarial e de engenharia.

estaduais de maior peso na estrutura setorial (CESP, CEMIG, COPEL e CEEE) passaram a questionar a centralização promovida pela Eletrobrás. Nesse contexto, algumas concessionárias, em 1987, suspenderam o recolhimento das cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Reserva Global de Garantia (RGG), atrasando também, de modo sistemático, o pagamento da energia suprida pela Itaipu Binacional.

Em 1988, o governo adotou uma série de medidas para buscar regularizar os fluxos financeiros intra-setoriais. A RGG é substituída pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor), que desobrigou o recolhimento das empresas que não atingissem remuneração mínima de 12% ao ano. A RGR foi mantida, mas seu recolhimento ficou condicionado à obtenção de remuneração superior ao mínimo legal. Na prática, tais transferências praticamente cessaram (CACHAPUZ *et al.*, 2006).

Quanto à reestruturação institucional, os primeiros debates foram travados no âmbito da REVISE (Revisão Institucional do Setor), criada em 1987 pelo Ministério de Minas e Energia. O programa mobilizou dirigentes profissionais graduados das empresas de energia elétrica, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e de outros órgãos governamentais, além de representantes de entidades privadas, sendo encerrado sem resultados práticos em 1989.

No âmbito da REVISE, emergem contestações ao predomínio estatal do setor elétrico, para cuja crise se aponta a possibilidade e necessidade de atrair capitais privados, visto por alguns como meio de se obter recursos para o setor e superar as limitações de financiamento impostas pela contenção tarifária e submissão à política macroeconômica. São os primeiros enunciados explícitos de uma posição que se viria a fortalecer posteriormente, de abertura do setor aos capitais privados (AMARAL FILHO, 2007).

As propostas da REVISE são entendidas no contexto de manutenção da proeminência e controle estatal, visando à retomada dos investimentos e criando uma blindagem do setor elétrico estatal contra as diversas interferências do governo, vistas como danosas, tais como: contenção tarifária para combate à inflação; antecipação de projetos sem respeito ao mérito técnico-econômico; busca por empréstimos e financiamentos no exterior para gerar divisas necessárias ao balanço de pagamentos;

interferência política e realização de investimentos como “moeda de troca” em negociações com estados, entre outras.

Para Sauer (2002), o objetivo da REVISE era rever o modelo institucional do setor elétrico, a partir da maior exploração da iniciativa privada, buscando formas de atrair sua atuação e reformulação da estrutura institucional e política do setor para a solução de problemas diagnosticados. O princípio norteador da REVISE era a reestruturação do setor elétrico com manutenção da hegemonia estatal, todavia, agregando maior eficiência e recomposição da capacidade de autofinanciamento para a expansão. Nesse sentido, a REVISE produziu um diagnóstico dos problemas e propostas de solução baseadas na orientação comercial das empresas, impondo relacionamentos baseados em contratos, desequalização tarifária e resultados operacionais calcados na eficácia da gestão.

Suas recomendações, entretanto, não foram efetivadas e a construção meticulosa de uma solução interna foi abortada pela alteração do enfoque dos grupos políticos dirigentes do país, a partir da década de 1990, como analisado no próximo capítulo. Amaral Filho (2007) sugere que o objetivo da REVISE foi frustrado pelo profundo desarranjo financeiro setorial e a divergência de propostas que representavam diferentes opiniões e interesses materiais em jogo, impedindo uma solução de consenso.

A Constituição de 1988, em seu artigo 175 sinalizaria uma importante mudança no quadro institucional do país ao postular a obrigatoriedade das licitações para concessão de serviços de utilidade pública. A regulamentação desse artigo passou a ser fundamental para a reestruturação setorial e a abertura do setor elétrico à participação privada.

Sauer (2002) chama a atenção para os impactos negativos da Constituição Federal de 1988 nas fontes de financiamento do setor elétrico, que perdeu os recursos do IUEE e do Empréstimo Compulsório; ademais, as empresas tiveram elevadas sua alíquota do Imposto de Renda e passaram a arcar com a Contribuição Social sobre o lucro, a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos e os *royalties* de Itaipu. A Constituição estabeleceu ainda, a obrigatoriedade de licitação para todas as concessões, incluindo o setor elétrico.

Nos anos seguintes, o setor elétrico brasileiro prosseguiu em sua marcha para a franca deterioração, sem perspectiva de soluções, pressionado pela compressão

tarifária e por inadimplências generalizadas, tanto por parte das empresas do setor, que não pagavam a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), quanto externamente, com relação às empresas externas ao setor, como empreiteiros e fornecedores.

Dentre as causas dessa situação, Sauer (2002) enfatiza a intensa utilização das estatais do setor elétrico para proteção e viabilização da acumulação privada, fosse através da contenção tarifária e preços subsidiados para a indústria, adquiridos sem licitação, fosse pela assunção de financiamento para outras finalidades (política inflacionária, por exemplo), fosse ainda pela antecipação de financiamentos (descolados dos cronogramas de obras). Nesse sentido, a política econômica da década de 1980 caracterizou-se por ser altamente instrumentalizadora das estatais, utilizadas para o alcance de objetivos macroeconômicos, como controle inflacionário e equilíbrio fiscal.

A partir do governo Collor (1990-1992), e uma vez a crise instalada no seio do setor elétrico estatal, passou-se da gestão fragmentária ao processo de privatizações, que passou a ser a política do governo para as estatais. Como será analisado, tal projeto esteve subordinado ao Consenso de Washington. Baseado em preceitos neoliberais e incapaz de assimilar e ordenar os grandes complexos industriais que se desenvolveram no período desenvolvimentista, o Estado abandona o projeto industrializante em curso (SAUER, 2002).

A ideia da privatização dos serviços de energia elétrica ganhou força no governo Collor, ao mesmo tempo em que a crise institucional e financeira a que havia sido conduzido o setor, atingia seu ponto máximo. Em decorrência do fracasso de seu programa de estabilização, Collor não conseguiu deter o processo generalizado de inadimplência intra-setorial, deflagrado em 1990, quando as concessionárias estaduais voltaram a atrasar o pagamento da energia fornecida pelas federais (CACHAPUZ *et al.,* 2006).

O marco do processo de privatização do setor produtivo estatal, no entanto, trata-se do seu governo: a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a criação do Fundo Nacional de Desestatização (FND), a ser gerido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (GOMES *et al.,* 2002; CACHAPUZ *et al.,* 2006). Estabelecido pela lei 8.031/1990, determinou os procedimentos para a venda das empresas estatais. O PND foi apresentado pelo

governo à sociedade como um dos principais instrumentos para a reforma fiscal, ao associá-la a um programa mais amplo de privatização e saneamento fiscal, atrelando pela primeira vez o programa de privatização à política macroeconômica, no qual o ajuste interno pareceu ser a preocupação central, dentro de uma opção predominantemente fiscal (SAUER, 2002).

Concomitantemente ao PND, seguiu-se uma “operação de desmonte” que, iniciada no governo Sarney (1985-1990), intensifica-se no governo Collor, promovendo o desmantelamento de órgãos públicos federais, órgãos da administração direta e a privatização de setores da administração indireta, de modo a atingir instituições do setor elétrico e áreas da Eletrobrás, responsáveis pela consolidação de informações globais de controle, planejamento e operação setorial (SAUER, 2002).

Seria a reestruturação do próprio capitalismo mundial, no entanto, que capturaria a reestruturação setorial em curso, como poderá ser verificado a partir da análise da reforma sob os ditames das políticas neoliberais promovidas pelo Banco Mundial, Fundo Monetário Internacional e Banco Interamericano de Desenvolvimento.

**Considerações do capítulo**

O terceiro capítulo dedicou-se a discorrer sobre a intervenção do Estado na consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica. Essa foi assumida – em meio aos conflitos internos ao próprio Estado, mostrando suas fissuras e falta de homogeneidade – enquanto a forma mais apropriada para compatibilizar a dinâmica setorial ao projeto de desenvolvimento em curso, a industrialização.

A intervenção estatal não se justifica apenas pelo desinteresse dos capitais privados, mas pela capacidade do Estado, a partir de sua autonomia relativa, promover os interesses de longo prazo das frações de capital dominantes. Nesse sentido, o Estado garantiu o interesse global de longo prazo da burguesia nacional, no âmbito da estratégia de acumulação expressa pelo projeto industrializante. No período, as demandas do Estado em obras de infraestrutura foram responsáveis ainda pela incorporação na dinâmica de acumulação da fração de capital relacionada a obras públicas, que se torna naquele período focalizado, partícipe do bloco no poder, o que será retomado posteriormente.

É a partir da ideia de capital social fixo e de provisão de antivalor ou antimercadorias que pode ser compreendida o modo de intervenção do Estado em

setores considerados estratégicos para o desenvolvimento das economias capitalistas periféricas, cujo projeto de superação do subdesenvolvimento estaria no processo de industrialização. Nesse sentido, no Brasil, a intervenção direta do Estado na provisão da energia elétrica, bem como o crédito estatal de longo prazo para as obras de infraestrutura foram adotados como política estatal para a consolidação do projeto nacional, a industrialização.

O provimento da infraestrutura elétrica pode ser compreendido à luz da necessidade de consolidar os interesses de longo prazo do bloco no poder, de modo a não permitir que a provisão deste insumo ficasse à critério e sob os riscos das escolhas dos capitalistas individuais. A autonomia relativa do Estado permitiu conferir destaque ao processo de industrialização, em meio aos interesses de outras frações de capital. Deixada a expansão do setor elétrico sob a lógica dos mercados e expectativas de lucros, o fornecimento de energia para a sociedade urbana-industrial teria como limitante as crises de energia elétrica.

Na década de 1970, à medida que se agravavam as dificuldades no setor elétrico brasileiro, o mesmo é progressivamente submetido à política econômica de curto prazo, se tornando, através das empresas estatais, um captador de recursos para a administração do balanço de pagamentos. Tanto a restrição à elevação das tarifas reais quanto à crescente captação de recursos externos levou à deterioração econômica, financeira e institucional do setor elétrico estatal. O próximo capítulo analisará as reformas setoriais da década de 1990 e as medidas institucionais que permitiram a reconfiguração setorial.

# CAPÍTULO 4. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DÉCADA DE 1990

O quarto capítulo trata das reformas institucionais transcorridas na década de 1990, que levaram ao fim do monopólio estatal da geração de energia elétrica e promoveram as privatizações e a desnacionalização do setor elétrico, conferindo uma nova configuração a este setor, que passou a contar com empresas privadas nacionais e estrangeiras em suas atividades de geração e distribuição.

As reformas setoriais buscaram instaurar no setor elétrico mecanismos concorrenciais de mercado capazes, na visão dos reformadores, de promover o planejamento a partir do funcionamento das leis de oferta e demanda energética. Por este aspecto, o planejamento setorial, passaria a ser indicativo e conforme às decisões de agentes privados. Os críticos da reforma argumentavam que as diretrizes gerais adotadas seriam incompatíveis com o setor elétrico brasileiro, em decorrência do caráter específico da matriz elétrica, predominantemente hidráulica. A crise que levou ao racionamento de energia elétrica no início da década de 2000 parece ter corroborado a visão crítica.

A primeira seção traz alguns elementos característicos da dinâmica do capitalismo global que permitem compreender as reformas pelas quais viria a passar o setor elétrico na década de 1990. Em seguida, apresentam-se os antecedentes da reforma setorial, com destaque para o “saneamento” das empresas estatais e algumas alterações legais. A terceira seção analisa a reforma proposta e realizada no governo Fernando Henrique Cardoso (1994-1998), quando são aprofundadas as alterações legais e institucionais do setor elétrico e as privatizações, sobretudo, do segmento de distribuição, para então discutir as causas do racionamento de energia elétrica que acometeu o país, em 2001. A quinta e última seção apresenta a reestruturação patrimonial do setor elétrico após as reformas.

## 4.1. O ajuste estrutural neoliberal e a reforma setorial

Ao evidenciar os limites do modelo de crescimento econômico baseado no endividamento externo, colocando em cheque o projeto desenvolvimentista em curso desde a década de 1930, a crise fiscal e financeira do Estado nos anos 1980 no Brasil foi acionada para legitimar as reformas de cunho neoliberal. Marca a década de oitenta os diversos planos de estabilidade macroeconômica, concomitante ao debate quanto

à reestruturação do setor produtivo estatal de energia elétrica, assim como os setores de infraestrutura e bens de capital que deram sustentação ao desenvolvimento econômico (telecomunicações, rodovias, portos, siderurgia, etc.).

Ao longo dos anos 1980, os custos crescentes da instabilidade econômica, os interesses de grupos dominantes, as pressões internacionais e os riscos de perda de legitimidade do Estado concorreram para direcionar o país para medidas neoliberalizantes, em adesão ao processo de globalização (GONÇALVES, 2013). O auge desse processo ocorreu com o Governo Collor (1990-1992) que, ao romper com o modelo desenvolvimentista, lançou os primeiros fundamentos da opção pelo liberalismo econômico, que se imporá nas décadas seguintes. As medidas atingiram, ainda no governo Collor, as esferas comercial e financeira das relações econômicas internacionais, dando início ao intenso processo de liberalização das importações e dos fluxos internacionais, promovendo o desmonte do setor produtivo estatal com as primeiras medidas privatizantes. Nesse sentido, as reformas promovidas a partir da década de 1990 sinalizam a adesão do Estado brasileiro às medidas "propostas" aos países periféricos pelo projeto neoliberal firmado no Consenso de Washington, de 1989.

De acordo com Amaral Filho (2007), coube ao Banco Mundial, Fundo Monetário Internacional e ao Federal Reserve estabelecer quais deveriam ser as soluções de ajuste estrutural para superar o problema da dívida externa dos países periféricos[46]. As medidas envolviam a adoção, por parte dos países devedores, de políticas estruturais macroeconômicas orientadas para o mercado, sob a justificativa de promoverem o crescimento; redução da inflação e aumento da poupança doméstica e investimentos; atração de fluxos de capitais externos; empréstimo por parte do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (Banco Mundial) e Banco

[46] As propostas seriam expressas pelo Plano Baker, de 1985, apresentado em Seul pelo Secretário do Tesouro Americano James Baker. O intitulado "Programa para Crescimento Sustentado", defendia a necessidade de políticas de ajuste macroeconômicos e estruturais orientadas para o mercado, a serem implementadas com assistência das agências multilaterais e bancos comerciais (AMARAL FILHO, 2007). Dentre as recomendações estão: i) taxa de câmbio, de juros, de salários e preços orientados para o mercado para promover a eficiência econômica e o crescimento das oportunidades de emprego; ii) políticas fiscais e monetárias para reduzir o desequilíbrio doméstico e a inflação; iii) maior confiança no setor privado para ajudar no crescimento do emprego, produção e eficiência; iv) ações do lado da oferta para mobilizar poupança doméstica e facilitar investimentos eficientes a partir de reformas tributárias, do mercado de trabalho e financeira e; v) medidas de abertura dos mercados para encorajar o investimento direto externo e os fluxos de capitais, assim como liberalizar os mercados, a partir da redução de subsídios, por exemplo. Por esses aspectos, o Plano Baker, ainda que tenha gerado dúvidas quanto sua efetividade e mesmo fracassado, fornece as diretrizes das mudanças estruturais de longo prazo a serem implementadas pelos países devedores com apoio do BID e do BIRD.

Interamericano de Desenvolvimento (BID) para os países devedores promoverem as reformas estruturais; e incremento de novos empréstimos por parte da comunidade financeira internacional para os países devedores que se comprometessem em implementar as políticas propostas pelo plano.

Com relação à América Latina, desde a década de 1980 a região passou a inspirar preocupações por parte dos credores, das instituições financeiras internacionais e privadas e do próprio Tesouro Americano, aumentando as pressões para a realização do ajustamento macroeconômico. As diretrizes viriam da formação de um Conselho das Américas (*Chairman's Latin America Advisory Council*), com representantes de cada nação latino-americana, que resultou no estudo intitulado "*Toward Renewed Economic Growth*", publicado em 1986, pelo *Institute for International Economics* (IIE)[47] (AMARAL FILHO, 2007).

As estratégias para a América Latina foram sintetizadas e deram origem, em 1989, ao Consenso de Washington, com dez medidas de ajuste estrutural dos países da América Latina. Tais medidas foram: i) disciplina fiscal; ii) reordenamento das prioridades de gasto público; iii) reforma fiscal; iv) liberalização das taxas de juros; v) taxa de câmbio competitiva; vi) liberalização comercial; vii) liberalização da entrada de investimento direto estrangeiro; viii) privatização; ix) desregulamentação; e x) direitos de propriedade.

Cano (2000) afirma que o ajuste dos anos de 1990 foi realizado em favor das empresas transnacionais (ETs) na esteira da reestruturação dos países centrais. Ao buscarem reestruturar seus sistemas na periferia, se defrontaram com Estados Nacionais soberanos, o que poderia criar obstáculos ao projeto neoliberal. Por outro lado, tanto as ETs quanto os bancos credores necessitavam de uma reordenação financeira junto aos devedores, como pode ser constatado nas propostas das instituições multilaterais para o ajustamento estrutural.

---

[47] O estudo propõe como estratégia para a retomada do crescimento dos países da região ênfase nas exportações e substituição de importações eficientes, a partir do estabelecimento de uma taxa de câmbio competitiva e políticas comerciais voltadas para a liberalização para evitar proteção excessiva contra as importações; geração do adequado nível de poupança, com recursos domésticos e externos e eficiente nível de investimentos, que envolveria a liberalização das regras de investimento direto estrangeiro; reforma financeira, com taxas de juros reais positivas, mas não tão elevadas para não desencorajar o investimento produtivo; e uma reorientação do papel do governo através de sua vantagem comparativa demonstrada em prover serviços, e quanto a sua atuação em atividades econômicas, limitar seu papel regulador e produtor.

Para atingir plenamente seus objetivos, os países centrais impuseram aos países devedores as chamadas políticas neoliberais, transplantando para a periferia um conjunto de mudanças institucionais, produtivas, comerciais e financeiras, com diminuição relativa (dado seu papel central) dos Estados Nacionais, privatizações, desregulamentação e abertura comercial. No bojo das reformulações estava a exposição do aparelho produtivo dessas economias à concorrência internacional com objetivo de alcançar maior eficiência, produtividade e competitividade.

Igualmente relevantes foram as reformas propostas e promovidas na esfera da Administração Pública, voltadas ao redimensionamento do Estado através de privatizações, fim dos monopólios públicos, descentralização fiscal e de serviços, desregulamentações, transformação, fusão ou eliminação de órgãos públicos, demissões de funcionários, imprimindo o lema da “eficácia” na administração pública (CANO, 2000). No que se refere à reforma patrimonial do Estado, tratava-se de promover a privatização dos ativos públicos nos países da América Latina, o que incluía venda e concessões de serviços públicos – correios, aeroportos, rodovias, ferrovias, telecomunicações, energia, etc.

Harvey (2004) mostra como a doutrina neoliberal defendida como solução para a crise de sobreacumulação da década de 1970 viria a preconizar a privatização e a liberalização do mercado. Como resultado, ativos do Estado ou destinados ao uso partilhado da população em geral seriam entregues ao mercado para que o capital excedente e sobreacumulado pudesse investir, valorizar e especular com eles. Dessa forma, novas atividades lucrativas foram abertas, o que sanaria, por algum tempo, os problemas de sobreacumulação.

O processo de privatização do setor elétrico decorrente das políticas neoliberais se insere no que Harvey (2004) conceitua como acumulação por espoliação, uma variante do conceito de “acumulação primitiva ou originária”, de Marx ([1967]1996). Nos termos de Harvey (2004), o processo de acumulação capitalista se utiliza reincidentemente de práticas antes identificadas por Marx como originárias ou primitivas, mas que se reproduzem e se ampliam em diferentes momentos da história. Ao invés de primitivas ou originárias do processo de acumulação de capital, portanto datadas, tais modos de acumulação, e as práticas através das quais operam, seriam estruturais e não apenas genéticas.

Entre as várias modalidades de acumulação por espoliação, Harvey alinha: expulsão de populações camponesas e a formação de um proletariado sem terra em países periféricos nas três últimas décadas; a privatização de muitos recursos antes partilhados, com a chancela e insistência do Banco Mundial e inseridos na lógica privada de acumulação; a supressão de formas alternativas de produção e consumo; a privatização de indústrias nacionalizadas; a substituição da agricultura familiar pelo agronegócio; todos esses aspectos são identificados como processos de acumulação por espoliação.

Outros mecanismos de acumulação por espoliação seriam a mercantilização da natureza através da destruição de recursos ambientais globais, como ar, água e terra e a degradação de *habitats*, que impedem tudo, exceto formas capital-intensivas de produção agrícola; a mercantilização de formas culturais, históricas e da criatividade intelectual; a corporativização e a privatização de bens até então públicos, como a água e utilidades públicas evidenciam uma nova onda de “expropriação de terras comuns” (HARVEY, 2004, p. 123). Todas as características da acumulação primitivas mencionadas por Marx ([1967]1996) continuam presentes na geografia histórica do capitalismo.

O que a acumulação por espoliação promove é a liberação de um conjunto de ativos a custo baixo e em alguns casos a custo zero, para que o capital sobreacumulado cuja apropriação pelo capital permite lucros imediatos, evitando ou amenizando o desencadeamento de crises. Por esse aspecto, o autor afirma que o processo de privatização, uma das expressões da ortodoxia neoliberal, tem aberto amplos campos a serem apropriados pelo capital sobreacumulado.

Harvey adverte, porém que a abertura desses novos e sempre renovados espaços de valorização para o capital sobreacumulado exige uma onda anterior de desvalorização, o que implica algum tipo de crise:

> As crises podem ser orquestradas, administradas e controladas para racionalizar o sistema. A isso com frequência se resumem programas administrados pelo Estado [...]. Pode-se impor pela força externa crises limitadas a um setor, a um território ou a todo um complexo territorial de atividade capitalista. É nisso que é grande especialista o sistema financeiro internacional (sob liderança do FMI), com o apoio do poder estatal superior (como o dos Estados Unidos). O resultado é a criação periódica de um estoque de ativos desvalorizados, e em muitos casos subvalorizados, em alguma parte do mundo, estoque que pode receber um uso lucrativo da parte de excedentes de capital a que faltam oportunidades em outros lugares (HARVEY, 2004, p. 125).

O Estado com seu monopólio de violência e definições de legalidade tem papel crucial no apoio e na promoção dos processos de acumulação por espoliação, em que a privatização dos bens estatais desempenha papel crucial, enquanto espaço de valorização de capital sobreacumulado. Uma das principais funções da intervenção do Estado e das instituições internacionais é orquestrar desvalorizações para permitir que a acumulação por espoliação ocorra sem desencadear um colapso geral. Esta abordagem lança luz sobre a essência do programa de ajuste estrutural administrado pelo FMI e permite compreender o sentido objetivo das propostas para a América Latina.

Com relação às privatizações, Harvey (2004) afirma que desempenhando papel crucial no pensamento neoliberal, a liberalização do mercado e a privatização requereram que fossem estabelecidas enquanto políticas do Estado, de modo que ativos de propriedade do Estado ou destinados ao uso partilhado da população em geral fossem entregues ao mercado.

> A privatização é essencialmente a transferência de ativos públicos produtivos do Estado para empresas privadas. Figuram entre os ativos produtivos os recursos naturais. A terra, as florestas, a água, o ar são os ativos confiados ao Estado pelas pessoas a quem ele representa. Apossar-se desses ativos e vendê-los como se fossem estoque a empresas privadas é um processo de despossessão bárbara numa escala sem paralelo na história (ROY, 2001 *apud* HARVEY, 2004, p.133).

Harvey (2004) afirma que, como no passado, o Estado é usado para legitimar tais processos, a despeito da contrariedade popular, o que envolve a regressão de estatutos regulatórios destinados a proteger trabalho e ambiente, levando à supressão de direitos sociais. Ao adotar a teoria neoliberal e a política de privatização a ela associada, o Estado viria a dar suporte a esse processo. À luz das discussões teóricas desenvolvidas no primeiro capítulo, o Estado se empenha em garantir a consecução do projeto dominante, de modo a promover institucionalmente as medidas necessárias para viabilizá-lo, a exemplo do que ocorreu quando da ascensão do neoliberalismo, que viria a consolidar a hegemonia do capital financeiro.

Ao tratar do conceito de acumulação por espoliação, Brandão (2010) se refere ao caso brasileiro como de “acumulação primitiva permanente”. O autor afirma que a experiência capitalista brasileira deve ser caracterizada antes como um processo de valorização de massas redundantes de valor mercantil, do que acumulação reprodutiva de capital em sua forma industrial; ou ainda, como coexistência de

acumulação de natureza primitiva com formas renovadas de acumulação por espoliação/despossessão, “baseadas na apropriabilidade privada extensiva e intensiva do território, na retenção especulativa da terra-propriedade e do dinheiro e na hegemonia da órbita da circulação no amplo espaço nacional” (BRANDÃO, 2010, p. 41).

> Não são mecanismos ou expedientes utilizados em tempos pretéritos; ao contrário, a usurpação e a apropriação da propriedade social por uma minoria têm características contínuas ao longo da história deste sistema social (BRANDÃO, 2010, p. 46).

A distinção feita por Harvey (2004) entre acumulação primitiva e acumulação por espoliação envolve o fato de que a primeira abre caminho à reprodução ampliada enquanto a acumulação por espoliação faz ruir e destrói um processo de acumulação já em curso. Brandão (2010) afirma que acumulação primitiva teria cumprido o papel de descortinar horizontes, fronteiras e arenas para a acumulação, disponibilizando terreno renovado ao processo de auto-valorização permanente de capital, desbravando novos *loci* de rentabilidade. A acumulação por espoliação cumpre a função de expropriação de espaços existentes, depredando-os, devastando e desvalorizando ativos, nichos de mercado, patrimônios, etc., para engendrar oportunidades lucrativas capazes de absorver excedentes de capitais não empregados.

Dessa perspectiva, o capitalismo brasileiro ter-se-ia conformado a partir da exacerbação da esfera da circulação de capitais dispersivos, pouco amalgamáveis e sem enraizamento, descompromissados em território gigante, sendo este um dos principais motores da máquina de crescimento que o Brasil montou ao longo de várias décadas. O território nacional, de dimensão continental, com fronteiras internas abertas, é marcado por heterogeneidades estruturais (produtivas, sociais, regionais, culturais e ambientais) e assimetrias e diversidades virtuosas variadas (BRANDÃO, 2010).

Por outro lado, o avanço material esteve amparado em um pacto de dominação interna que buscou sempre a manutenção do poder político das facções de capitais fluídas e heterogêneas, difíceis de serem articuladas e orientadas produtivamente. Daí entendê-lo como caracterizado por processos de acumulação primitiva

permanente, uma combinação das formas primitivas com processos de espoliação e despossessão.

Tomando como referência a distinção entre os processos de acumulação primitiva e de acumulação por espoliação, Brandão (2010) afirma que o capitalismo brasileiro é marcado pelo caráter extensivo e predatório, com uma estrutura perversamente concentrada de propriedade e de renda, débeis relações capitalistas de produção em que atividades dinâmicas predominam em poucos pontos circunscritos e privilegiados no território, de modo que os circuitos mercantis foram capazes de se lançar em inúmeros pontos do território nacional, com uma contínua construção de coesão econômica, depois física, mas sem nenhuma coesão política e social, de modo que se a acumulação por espoliação não predomina, ao menos se combina com o processo de acumulação primitiva.

O processo de acumulação no Brasil tem ocorrido de maneira a promover novas frações de classe dominante que se aliam às suas correspondentes em fases anteriores, no bloco no poder. Tal aliança irá ser encarnar no Estado, em suas políticas, fazendo com que as mesmas ora imprimam um caráter progressista correspondente ao sentido da acumulação, ora reproduzam os anseios das classes conservadoras. Soma-se a isso a pouca disposição das classes dominantes em pactuar com as classes subalternas, aspecto que acirra os conflitos no âmbito do Estado.

As políticas neoliberais viriam a exacerbar o padrão concentrado e desigual do capitalismo no Brasil, à medida que preconizaram processos de privatização de patrimônio público e bens comuns, alteração na forma de atuação do Estado e mercantilização de recursos naturais. Esses aspectos viriam a se expressar no setor elétrico, no âmbito da reestruturação do setor produtivo estatal.

O pensamento econômico brasileiro já identificara a acumulação primitiva ao contrarrestar a hipótese de estagnação do capitalismo brasileiro. Os autores afirmam que

> (...) o Brasil apresenta também peculiaridades importantes em relação a outros países da América Latina. Reúne enormes possibilidades de continuar a aumentar a acumulação primitiva de capital de forma solidária com a acumulação dos setores estratégicos nacionais e estrangeiros. Nesse contexto, insere-se, particularmente, o processo de abertura de novas áreas geográficas para a exploração de recursos naturais, o desenvolvimento agropecuária e de outras atividades primárias e secundárias que se destinam

> ao comércio exterior ou a prover de insumos os outros setores dinâmicos internos (TAVARES E SERRA, 1978, p. 182, grifo nosso).

As formas de acumulação que predominaram no capitalismo brasileiro, a convivência da acumulação em setores estratégicos com a acumulação primitiva somam-se ao processo de acumulação por espoliação que marcam a fase neoliberal e são importantes para compreender sua relação com a montagem do setor elétrico brasileiro e a reestruturação do mesmo nos anos noventa, quando foram abertos novos espaços de acumulação, tornando-se a geração de energia passível de envolvimento do capital privado, articulado ao processo de acumulação em curso e suas respectivas relações de poder.

É a partir do ajuste estrutural em direção à adesão das políticas neoliberais, que se compreendem as reformas do setor elétrico brasileiro engendradas a partir da década de 1990. As políticas de Estado de viés neoliberal irão consolidar o poder político e econômico das frações de classe relacionadas à acumulação financeira, em aliança com as frações de capital industrial e mercantil, vinculadas à inserção internacional regressiva, de bens primários e semi-manufaturados, sobretudo eletrointensivos.

A reforma do setor elétrico brasileiro na década de 1990 é compreendida, então, no âmbito das políticas neoliberais e da intervenção de instituições multilaterais (FMI, Banco Mundial e BID), no processo de ajuste estrutural das economias Latino-americanas. Em relatório publicado em 1991, pelo Banco Mundial e Organização Latino-americana de Energia (OLADE), denunciava-se a crise do setor elétrico presente em toda a América Latina e Caribe (AMARAL FILHO, 2007).

Os temas abordados envolveram a necessidade de investimentos, a eficiência do setor e a escassez de recursos e, certamente, a “excessiva” presença do Estado no quadro institucional. A reforma setorial deveria, pois, abrir o caminho para o crescimento da participação do setor privado, o que requereria alterações em seu marco regulatório.

Para o capital financeiro internacional, a emergência das reformas setoriais consubstanciava uma oportunidade de converter títulos financeiros em ativos produzidos. Os ativos de infraestrutura se tornavam garantias de estabilidades dos fluxos de receita, que passaria a ser assegurada via tarifas reguladas por entidades independentes dos governos nacionais, mercados com demanda em forte

crescimento e tecnologias estabilizadas. A infraestrutura já instalada e parcialmente amortizada, não envolvendo os riscos de instalação de novos projetos, tornava ainda mais atraente o parque elétrico instalado.

A abertura de novos espaços de acumulação justificava os esforços do Banco Mundial e demais entidades multilaterais, no que se refere às ações em torno da modificação da estrutura de investimentos, emprestando subsídios técnicos e conceituais, promovendo seminários e programas de financiamento, com o objetivo de implementar tais orientações. Assim, os governos que promovessem as mudanças e ajustes tidos como necessários estariam bem posicionados nas agências de classificação de riscos e poderiam receber pelo afluxo de recursos do mercado financeiro internacional (SAUER, 2002).

Tavares (1999) destaca o caráter “tardio” do neoliberalismo brasileiro, pois apenas no começo dos anos de 1990, com o governo Collor, em meio ao agravamento da crise financeira e cambial herdada da década de 1980, se inicia o processo de liberalização e desregulamentação financeira que permitiria atrair montantes consideráveis de capital financeiro especulativo internacional, no âmbito de uma grave instabilidade macroeconômica e política. Outros países da América Latina já haviam aderido ao receituário neoliberal, com destaque para o pioneirismo do Chile (CANO, 2000). Demais medidas de liberalização, como comercial, flexibilização do mercado de trabalho, reformas econômicas e do Estado e privatizações, sob as orientações do Consenso de Washington seriam executadas de forma acelerada, em menos de cinco anos, no governo FHC (TAVARES, 1999).

De acordo com Pinguelli (2001)

> Uma vez eleito, Fernando Henrique teve absoluto apoio da maioria do Congresso, incluindo o PMDB, para privatizar o setor elétrico e alterar o monopólio do petróleo embora a sua campanha eleitoral não tivesse falado sobre a venda das empresas elétricas e apenas admitisse parcerias com relação à Petrobrás. Na formação do governo, no fim de 1994, começou uma disputa sobre a política energética: de um lado, técnicos e políticos conscientes da questão aceitavam ampliar a participação privada, mas sem vender os ativos das empresas públicas; de outro, economistas do PSDB e políticos do PFL, por motivos ideológicos, preferiam vender as empresas. O primeiro tinha o apoio de sindicatos, associações técnicas e partidos de esquerda; o outro era apoiado pelos demais partidos liberais e conservadores, empresários interessados na compra de estatais, representantes de organismos internacionais e de bancos na busca de bons negócios. Com a opção de Fernando Henrique pelo neoliberalismo, depois de um curto período de indecisão, estes últimos vieram a prevalecer (PINGUELLI, 2001, p. 122).

Estavam presentes nas propostas de emendas constitucionais aprovadas no Congresso, a quebra do monopólio estatal de petróleo e das telecomunicações, a abertura à participação do capital privado na distribuição de gás canalizado e outras emendas referentes aos princípios gerais da atividade econômica com alteração do conceito de empresa nacional, que eliminou as restrições ao capital estrangeiro. Conforme Cachapuz *et al.* (2006), a reestruturação dos setores de infraestrutura exigiu uma série de reformas adicionais às emendas constitucionais. No setor de energia elétrica, a reforma foi conduzida de forma gradual, ganhando maior velocidade a partir de 1997, quando as privatizações das empresas distribuidoras já se encontravam em estágio avançado.

Em linhas gerais, a ação do Estado em se submeter aos determinantes do capital hegemônico internacional, aderindo ao ajuste estrutural proposto pelas agências multilaterais consolidaria o poder das frações de classe emergentes da reestruturação do capitalismo no âmbito nacional, as frações financeiras e mercantis, relacionados ao rentismo, à terra, aos recursos territoriais e aos serviços de construção civil. Serão predominantemente as frações de capital relacionadas a esses setores que se tornarão concessionários de geração de energia elétrica ao lado de multinacionais estrangeiras.

### 4.2. As primeiras medidas de reestruturação setorial: Fernando Collor (1990-1992) e Itamar Franco (1993-1994)

Em meados de 1991, o governo Collor apresentou uma proposta de reforma institucional para o setor de energia elétrica, elaborada por um grupo de trabalho da Secretaria Nacional de Energia (SNE). Estava prevista a criação da Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), entidade responsável por toda a transmissão de eletricidade do país, e pretendia-se estimular a concorrência no segmento de geração, submetendo a construção de novas usinas a processos licitatórios. O comando unificado da transmissão na esfera federal viabilizaria o ingresso de capitais privados no campo da geração. Rejeitada pelos dirigentes das principais empresas do setor, a proposta sequer foi encaminhada ao Congresso (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Conforme os autores, em junho de 1992, em meio ao processo de impedimento de Collor, o governo anunciou a privatização das empresas federais de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa e Light Serviços de

Eletricidade S.A., ambas distribuidoras federais, no âmbito do Programa Nacional de Desestatização (PND), acompanhado de redução do quadro de funcionários da Eletrobrás, mediante demissões e afastamentos incentivados.

O período também é marcado pelo elevado endividamento das concessionárias estaduais, relativo a faturas de energia compradas e não quitadas junto a Eletrobrás, o que fez com que as empresas supridoras federais deixassem de honrar compromissos com a Itaipu Binacional e a Eletrobrás. A inadimplência da Eletrobrás obrigou o Tesouro Nacional a honrar o pagamento do serviço da dívida externa, com grave repercussão no endividamento público e no processo inflacionário. Houve, em contrapartida, um aumento explosivo de créditos contra a União na Conta de Resultados a Compensar (CRC) e o acúmulo de dívidas vencidas com empreiteiros, fornecedores e consultores.

O governo Itamar Franco (1993-1994) viria a promover as primeiras inovações significativas na legislação setorial, tendo em vista o restabelecimento da adimplência entre as empresas estatais de energia elétrica e a retomada dos investimentos em geração com o aporte de capital privado. Em janeiro de 1993, o novo governo encaminha um projeto de lei ao Congresso, propondo mudanças importantes na legislação dos serviços de energia elétrica e o encontro de contas entre créditos da Conta de Resultados a Compensar e débitos de energia e outros ativos da Eletrobrás e União. O projeto foi aprovado dando origem à lei 8.631, de 04 de março de 1993 – Lei Eliseu Resende, em referência ao Deputado que a elaborou (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Segundo Sauer (2002), entre as principais medidas, a lei extinguiu o regime de remuneração garantida[48], desequalizou as tarifas e incorporou alterações nos mecanismos e instrumentos de controle das empresas, voltadas ao estabelecimento de uma filosofia empresarial e orientação comercial[49]. Como efeito da nova legislação,

[48] Até o advento da Lei, as tarifas eram determinadas pelo critério de “serviço pelo custo”, de modo que a receita tarifária deveria atender aos custos operacionais incorridos para a prestação do serviço, acrescidos da garantia de recuperação da depreciação do capital investido e de sua remuneração entre 10% e 12%. As diferenças entre a efetiva remuneração do concessionário e a garantia por lei, constituiriam um crédito das concessionárias contra a União. Com a Carta Legal, ocorreu um encontro de contas entre os créditos e as dívidas das concessionárias, o que promoveria a retomada de liquidez pelo setor elétrico, restabelecendo os padrões típicos de financiamento de setores de infraestrutura.

[49] A Revisão Institucional do Setor Elétrico, REVISE, cujas diretrizes inspiraram a lei 8.631, produziu um diagnóstico dos problemas e soluções baseadas na orientação comercial das empresas, impondo relacionamentos baseados em contratos, desequalização tarifária e resultados operacionais calcados na eficácia da gestão.

o setor elétrico conquistaria bases sólidas de financiamento[50] para transformar seu *modus operandi,* uma vez que atrelaria sua gestão a compromissos com eficiência e resultado.

A lei permitiu que as empresas de energia elétrica utilizassem saldos credores da Conta de Resultados a Compensar (CRC) para a quitação de dívidas intra-setoriais relativas ao suprimento de energia e à Reserva Global de Reversão (RGR), de modo que as dívidas intra-setoriais foram canceladas e as empresas ficaram financeiramente sadias[51].

A medida preservou a posição financeira credora da Eletrobrás no setor de energia elétrica, dado que os empréstimos e financiamentos concedidos pela empresa *holding* federal às concessionárias não foram incluídas no encontro de contas. Além disso, a nova legislação confirmou a responsabilidade da Eletrobrás na gestão da RGR, revigorando seu papel como banco de desenvolvimento setorial. O grupo Eletrobrás promoveu ainda a negociação de bens e serviços para a quitação de dívidas de quase 800 milhões de dólares.

O encontro de contas transformou de forma significativa a estrutura patrimonial das empresas no mercado de capitais, possibilitando o acesso a novos mecanismos de captação de recursos para financiamento. Ainda, a normalização dos fluxos financeiros foi acompanhada pela melhoria gradual das tarifas de energia elétrica. No entanto, ao ter sido incluída no Plano Nacional de Desestatização (PND), ainda no Governo Collor, a Eletrobrás e suas subsidiárias não foram autorizadas a investir (PINGUELLI, 2002).

Em decorrência do bem-sucedido acerto de contas, não seriam as razões financeiras que justificariam a permanência da Eletrobrás no PND, nem sua impossibilidade de investir. Tal situação se explica apenas politicamente, no âmbito da intenção em transferir os ativos do Estado para grupos privados, conforme os interesses das frações de capital dominantes no período e como tal dominação se expressou em termos de poder político. As políticas do Estado encarnariam os

---

[50] Cf. Sauer (2002), em 1997, levantamento do Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) envolvendo todas as concessionárias brasileiras constataria a situação de solidez econômica do setor elétrico. Tal situação evidenciaria alternativa ao processo de privatização das empresas do setor elétrico.

[51] Concluído em junho de 1994, o acerto de contas com a CRC assegurou a transferência para a Eletrobrás de créditos da ordem de 4 bilhões de dólares para quitação de saldos de financiamento concedidos às empresas do setor, o mesmo acontecendo com a Itaipu Binacional, que recebeu CRC no montante de 5,1 bilhões de dólares como quitação de energia suprida.

ditames do bloco de poder cuja fração hegemônica estabeleceria como projeto o aprofundamento das propostas neoliberais, o que ocorreria a partir da eleição de Fernando Henrique Cardoso (1994-1998).

Conforme Cachapuz *et al.* (2006), paralelamente ao esforço de saneamento financeiro do setor, o governo Itamar Franco adotou medidas para atrair a participação de agentes privados na expansão da geração de energia elétrica, ao autorizar em 1993, a formação de consórcios entre concessionárias públicas e autoprodutores para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos, permitindo o acesso de autoprodutores às redes de transmissão para o transporte de energia às suas unidades consumidoras[52]. A medida pretendia viabilizar a retomada de obras ou projetos paralisados pelas concessionárias estatais por insuficiência de recursos.

Em dezembro de 1993, o governo Itamar Franco adotou outra medida potencialmente favorável à participação do capital privado nos investimentos do setor, instituindo o Sistema Nacional de Transmissão Elétrica (Sintrel). O principal objetivo do Sintrel era o de estimular a participação do capital privado na área de geração, em especial, a entrada dos chamados produtores independentes de energia (PIE) que, em outros países, já vinham desempenhando importante papel na oferta de energia elétrica.

Em tese, a utilização das linhas integrantes do Sintrel permitiria ao produtor de energia revendê-la em qualquer ponto do país, mediante o pagamento de tarifa que remunerasse os custos de transmissão correspondentes. A garantia de livre acesso à malha do sistema serviria como elemento catalisador da competição na geração e comercialização de energia. A empreitada foi inviabilizada pelas dificuldades insuperáveis para a definição de mecanismos de tarifação para o transporte de energia no sistema. A figura do produtor independente retornaria posteriormente na reforma do marco regulatório do setor elétrico.

O debate sobre a privatização das empresas estatais de energia elétrica permaneceu em aberto durante o governo Itamar Franco. Em 1993, o BNDES contratou consultorias especializadas para avaliação e modelagem da privatização da

---

[52] O primeiro consórcio organizado com base no referido decreto teve em vista a construção da hidrelétrica de Igarapava (MG). Constituído em julho de 1994, com participação majoritária do capital privado, esse consórcio reuniu a Cemig e cinco empresas que se destacavam como grandes consumidores de energia. José da Costa Carvalho Neto, em depoimento à Memória da Eletricidade (2011), enfatiza o pioneirismo da Cemig no processo que depois se consolidaria como forma predominante de expansão setorial, as parcerias público-privadas.

Escelsa e da Light, incluídas no PND por decreto, bem como para proposição de um novo modelo institucional para o setor. Apesar de ter sido estabelecida como prioridade no PND, a privatização da Escelsa foi cancelada às vésperas da publicação do edital pelo então Presidente Itamar Franco. As vendas da Escelsa e da Light também permaneceriam em suspenso até o início do governo Fernando Henrique Cardoso (CACHAPUZ *et al*., 2006).

O Presidente Itamar Franco também se opôs à proposta de divisão da Eletrobrás em duas empresas, prevendo a transferência do controle acionário das grandes geradoras federais para uma nova empresa, denominada Eletrobrás Participações (Eletropar). A proposta surgiu de estudos de técnicos da Eletrobrás, do BNDES e do MME, chegando a ganhar a forma de minuta de Medida Provisória.

No arranjo, a Eletropar assumiria o controle de Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul, promovendo a abertura de capital e a venda de ações dessas empresas em bolsas de valores. Tratava-se de uma alternativa para a privatização das maiores estatais federais de energia elétrica, sem a venda de ativos físicos. A Eletrobrás remanescente manter-se-ia governamental nas funções de coordenação do planejamento, da operação, do meio ambiente, da geração nuclear, de controladora da Itaipu Binacional, além de atuar no investimento do setor. A proposta suscitou dúvidas e controvérsias dentro do governo, sendo tacitamente descartada pelo presidente antes de sua apresentação formal. Na prática, o presidente Itamar Franco delegou ao seu sucessor a decisão sobre o futuro das empresas do grupo Eletrobrás e a reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro.

Ao tratar das várias possibilidades em contraposição à alternativa privatizante, Pinguelli (2001) evidencia as questões e disputas que deveriam ser consideradas quanto ao setor elétrico:

> Uma questão muito discutida foi a gestão das empresas estatais no Brasil. Especialmente no setor elétrico, é aspecto problemático. Um dos problemas é a forma de aprovação do orçamento dessas empresas no Congresso Nacional, com *lobbies* das empreiteiras e *lobbies* regionais pressionando por obras. [...] Uma alternativa era modernizar a gestão das empresas públicas em vez de privatizá-las, pois uma parcela enorme da população não tem renda suficiente para ser atendida por um sistema privatizado, em que cada um tem de pagar caro pela energia. [...] Um sistema privatizado, enfim, precisa ser regulado por um Estado muito eficiente. Teríamos, portanto, que reorganizar o Estado e o setor elétrico ao mesmo tempo. Privatizar as empresas porque o Estado é ruim não resolve o problema, pois sem um Estado com capacidade de administração é impossível executar políticas públicas. Afinal de contas, lutamos para eleger os governantes. Se as

> decisões de política energética escaparem do controle governamental, perde-se um instrumento de políticas públicas. Por isso, o Estado deve ser eficiente tanto nas empresas estatais como na fiscalização privada que atua no setor elétrico, estabelecendo regras e cobrando seu cumprimento (PINGUELLI, 2001, p. 118).

A partir dessas ideias gerais, Piguelli defende: a importância estratégica do setor elétrico para a execução de políticas públicas; a relevância do setor para o combate às desigualdades regionais; a reestruturação do Estado com vistas a submeter o setor elétrico a um projeto nacional de desenvolvimento, em ambiente democrático; e a melhor gestão dos recursos públicos, incluindo o combate aos interesses privados que poderiam cooptar a gestão das empresas estatais.

Para Pinguelli (2001), um dos fatores que impediram a privatização do setor elétrico ainda no governo Itamar Franco foram as conexões entre os grupos que lutavam pela privatização das empresas estatais e pela quebra de monopólios constitucionais e as denúncias de corrupção ligadas a esses setores, reveladas pela Comissão Parlamentar de Inquérito do Orçamento em 1993[53]. O governo Fernando Henrique Cardoso (1994-1998), contudo, seria bem-sucedido no aprofundamento das reformas do setor elétrico brasileiro, ainda que parcialmente quanto às privatizações.

### 4.3. Avanço da reforma setorial: Fernando Henrique Cardoso (1994-1998; 1999-2002)

Em janeiro de 1995, o então presidente Fernando Henrique Cardoso promulgou a primeira de uma série de medidas provisórias atinentes ao Programa Nacional de Desestatização (PND), ampliando consideravelmente o conjunto das instituições que poderiam ser desestatizadas. Foram incluídas nesse conjunto os serviços públicos passíveis de concessão, permissão ou autorização, as empresas e instituições financeiras, inclusive estaduais, e as empresas criadas pelo setor privado que, por qualquer motivo, houvessem passado ao controle direto ou indireto da União.

As mudanças institucionais ocorreram em paralelo às privatizações. O governo priorizou a venda das empresas de distribuição, considerando que dificilmente atrairia interessados para aquisição dos ativos de geração, antes da instituição de um mercado atacadista de energia. Em três anos e meio, mais da metade do mercado nacional de distribuição foi transferida para a iniciativa privada. A decisão de

[53] Denúncias de corrupção envolviam empreiteiras que davam percentuais das verbas a parlamentares que tinham em sua estratégia de ação garantir a realização de privatizações que lhes interessavam.

deslanchar as privatizações teve como elemento determinante a necessidade de gerar um fluxo significativo de recursos para sustentação do programa de estabilização econômica do país (CACHAPUZ *et al*., 2006). Por esse aspecto, a estabilização econômica conferiu legitimidade à decisão de privatizar as estatais.

O marco do processo de desestatização foi a Lei geral das concessões (lei n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995), que estabeleceu as premissas básicas para a abertura à participação do capital privado nas áreas de energia elétrica, telecomunicações, transportes, saneamento e abastecimento d'água. A lei postula o regime de concorrência na prestação de serviços públicos e condiciona a outorga de concessões às licitações (CACHAPUZ *et al.*, 2006).

Enquanto senador, Fernando Henrique Cardoso havia sido autor do projeto de lei de concessões que, ao ir para a Câmara, sofreu modificações a partir da atuação de um *lobby* de grupos interessados na compra das empresas e usinas. A equipe econômica do governo via nessas vendas a possibilidade de utilizar as divisas para o ajustamento macroeconômico da dívida pública e atender às recomendações do Banco Mundial. Este, em relatório sobre energia no Brasil datado de 1990, sugeria modificações na legislação e na Constituição (PINGUELLI, 2001)[54].

Nos termos da lei, a concessão de um serviço público foi definida como a delegação de sua prestação, pelo poder concedente, mediante licitação na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. Já a permissão trata da delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

A Lei de Concessões regulamentaria, então, o artigo 175 da Constituição Federal de 1998, de modo a consolidar as bases para a concessão a terceiros da

[54] Ainda durante os debates quanto a "Lei de Concessões", em uma carta de dezembro de 1994, o então presidente da Eletrobrás, José Luís Alqueres, confirmou aspectos controversos do projeto de lei que vinham sendo questionados por entidades representativas, técnicos das empresas elétricas, como a suspensão das concessões do setor elétrico e obrigatoriedade para que fossem licitados no curto prazo usinas, linhas de transmissão e áreas de distribuição. Entidades que se opuseram ao projeto, como a Coppe, o Comando Nacional dos Eletricitários, a Associação dos Engenheiros da Eletrobras e o Clube de Engenharia já haviam enviado documento com críticas à medida provisória sobre as concessões, proposta por Eduardo Jorge, depois acusado de operações irregulares como secretário de governo. Alqueres pediu exoneração do cargo, mas não era contrário à privatização. Transferiu-se para a iniciativa privada e tornou-se presidente da Iven – Investimentos Energéticos – empresa de participação criada pelos Bancos Nacional, Pactual, Bozzano Simonsen e Icatu, com o objetivo de participar ativamente do processo de privatização do setor elétrico.

exploração de serviços públicos em geral. Juntos, o Programa Nacional de Desestatização (PND) – herança da gestão Collor – e a nova lei, levaram à intensificação do processo de privatização das empresas públicas, transferindo empresas de infraestrutura pertencentes ao Estado, para a iniciativa privada (VIEIRA, 2007). Como sempre, os argumentos utilizados para justificar a privatização do setor elétrico foram, de um lado, a necessidade de transformar o setor monopolista num mercado em que vigorasse a concorrência e, de outro lado, a incapacidade financeira do setor público para levar adiante a inadiável expansão da geração e transmissão.

As concessões de serviços públicos em geral, do que se trata a lei, seria norteada pela ideia da concorrência, como revela o artigo 29, inciso XI, que incube o Poder Público de incentivar a competitividade. Esse papel seria reiterado quando da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o que confirmou a intenção do governo federal de fomentar a competição, através das privatizações (VIEIRA, 2007).

Cachapuz *et al*. (2006) destacam que, para ser aprovada, a Lei de Concessões mereceu um esforço político significativo do governo, obrigado a firmar acordos, como a prorrogação do prazo de concessões em vigor das empresas estaduais por mais vinte anos. Essa prorrogação facilitaria os futuros programas estaduais de privatização, porque haveria um ativo a ser transferido para o setor privado.

No que se refere às concessões específicas para o setor elétrico, as mesmas foram objeto da Lei nº 9.074/1995, que fixou regras específicas para a concessão de serviços públicos de eletricidade, complementando a base estabelecida pela Lei Geral das Concessões. Atendendo a reivindicação das empresas federais e estaduais, a lei abriu a possibilidade de prorrogação das concessões vencidas e vincendas pelo prazo de 20 anos[55]. No caso das concessões de geração com obras paralisadas ou não iniciadas, a prorrogação foi condicionada à participação de pelo menos 1/3 do capital privado nos investimentos projetados para o término do empreendimento (CACHAPUZ *et al*., 2006).

A lei 9.074/1995 também estabeleceu novos agentes setoriais, a saber: os “consumidores livres”, aqueles consumidores com opção de escolha de fornecedor de

[55] Essas concessões, uma vez que venceriam em 2015, receberam as medidas propostas pela MP 579, posteriormente lei 12.783, de 2013, a ser tratada no capítulo 5.

energia elétrica; os “consumidores cativos”, que são obrigatoriamente atendidos pelas concessionárias locais; os “produtores independentes”; e os “autoprodutores”[56].

Conforme artigo 11 da referida lei, o produtor independente de energia elétrica é considerado pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco[57].

A venda de energia elétrica por produtor independente, tema do artigo 12, poderá ser feita para: i) concessionário de serviço público de energia elétrica; ii) consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16, ou seja, aos consumidores livres[58]; iii) consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; iv) conjunto de consumidores de energia elétrica independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; v) qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação[59].

Já o consumidor livre pode adquirir livremente a energia elétrica que necessita, não ficando restrito à concessionária da área geográfica onde está localizado. Nos termos da lei, compreende consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica (art. 15), assim como os novos consumidores (art. 16) com carga igual ou superior a

---

[56] A produção de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores foi regulamentada em setembro de 1996 pelo Decreto n° 2.003. Segundo o decreto, os produtores independentes e os autoprodutores poderiam operar suas usinas de forma integrada ou não aos sistemas interligados, com exceção das termelétricas e dos autoprodutores, que só poderiam operar na modalidade não-integrada.

[57] Conforme redação dada pela lei 11.943 de 2009, o Produtor Independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre atendido ao disposto na lei 9.074, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão.

[58] Cf. lei 9.074/1995: “Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica”.

“Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica”.

59 Conforme redação dada pela lei 10.848 de 2004, a ser tratado no próximo capítulo, caberá ao poder concedente estabelecer critérios nos casos dos incisos I, IV e V.

3.000 kW atendidos em qualquer classe de tensão que podem escolher livremente o seu fornecedor.

A lei 9.074/1995, em seu artigo 5°, estipulou como objetos de concessão mediante licitação os novos aproveitamentos hidrelétricos com potência acima de 1 MW e a implantação de termelétricas acima de 5 MW, quando destinados à execução de serviço público ou à produção independente de energia; para os autoprodutores, devendo os hidrelétricos superiores a 10 MW ser objeto de licitação. O artigo 7°, afirma que os autoprodutores precisam apenas de autorização para aproveitamentos hidrelétricos de potência entre 1 MW e 10 MW, assim como as usinas termelétricas de potencial superior a 5 MW, destinadas a uso exclusivo do autoprodutor.

O marco legal definiu prazos das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica contratadas no novo regime legal (35 anos para geração e 30 anos para transmissão e distribuição, prorrogáveis no máximo por iguais períodos) e autorizou os consumidores livres a negociarem contratos de fornecimento de energia com produtores independentes e com empresas públicas de geração ou distribuição, situadas em outra área de concessão.

A legislação de concessões de serviços públicos e as emendas constitucionais aprovadas em 1995 criaram o ambiente institucional que viria a viabilizar a privatização do setor elétrico, até então monopolizado por empresas estatais. A lei 9.074, em especial, fixou os princípios básicos que balizaram o processo subsequente de reestruturação do setor de energia elétrica (CACHAPUZ *et al.*, 2006).

A União deu um suporte decisivo para o deslanche do processo de privatização de empresas estaduais a partir de 1996. Os estados da federação celebraram convênios ou protocolos de intenção com o BNDES, obtendo adiantamento de recursos do banco em troca do compromisso de desestatização de suas empresas. A ajuda do BNDES foi bastante intensificada em 1997, possibilitando a transferência para o setor privado de numerosas empresas nos setores de energia elétrica, transporte e saneamento. Para tanto, a instituição financeira estatal condicionou o empréstimo aos entes federativos estaduais à venda de suas empresas.

Além da retomada dos processos de privatização das distribuidoras federais Escelsa e Light, o governo FHC ampliou a abrangência do PND no setor de energia elétrica, incorporando ao programa as empresas geradoras do grupo Eletrobrás. Em abril de 1995, o Conselho Nacional de Desestatização (CND) aprovou a inclusão da

Eletrobrás e suas subsidiárias de âmbito regional no Programa Nacional de Desestatização. Em maio, a holding e suas controladas Chesf, Furnas, Eletrosul e Eletronorte foram incluídas no PND pelo decreto n° 1.503. Formalmente, o programa passou a abranger todo o chamado sistema Eletrobrás, excetuando Itaipu e o segmento de geração termonuclear, por impedimento constitucional.

As interveções do Estado nos anos seguintes vieram consolidar os interesses das frações de capital hegemônicas na nova fase de vinculação do país no circuito da acumulação global e expressa a dominação política das mesmas. No setor elétrico se refletiu na possibilidade de torná-lo passível de investimentos, enquanto agentes de geração, por parte dos grupos privados nacionais e estrangeiros relacionados a essas frações de capital, financeiro e industrial relacionado ao setor primário-exportador.

A reestruturação setorial anunciava como objetivos a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; a criação de mecanismos de defesa da concorrência nos segmentos competitivos como desverticalização e livre acesso de tarifas não-discriminatórias; e desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos com mercado cativo (distribuição e transmissão), que permaneceriam como monopólios (VIEIRA, 2007).

Em 1995, a Comissão Interministerial de Desestatização do Sistema Eletrobrás recomendou a contratação de consultores estrangeiros para auxiliar o governo na elaboração do novo marco regulatório setorial, o que seria financiado pelo Banco Mundial. Em janeiro de 1996, o MME incumbiu a Eletrobrás de conduzir o processo licitatório dirigido a empresa de consultorias internacionais, pré-selecionadas pelo ministério. Para a implementação do Projeto Re-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), a proposta vencedora foi a apresentada pela empresa britânica, conhecida pela experiência na reforma da indústria de energia elétrica da Inglaterra e de outros países.

Em julho de 1996, a Eletrobrás assinou contrato com o consórcio liderado pela Coopers&Lybrand, integrado por mais sete empresas[60]. Conforme termo de referência, os estudos abrangeriam quatro áreas gerais: a) estrutura e modelo

[60] As inglesas Rust Kennedy & Donkin Limited e Power and Water Systems Consultants Limited (engenheiros e consultores), a norte-americana Lathan & Watkins (consultores jurídicos) e as brasileiras Main Engenharia, Engevix (consultores na área de sistemas elétricos), Ulhôa Canto, Resende e Guerra (consultores jurídicos) e Coopers & Lybrand do Brasil (consultores em finanças e contabilidade). Os trabalhos do consórcio consultor foram contratados pelo valor de 7 milhões de dólares, com duração prevista de um ano e garantia de financiamento do Banco Mundial.

comercial do setor; b) instrumentos regulatórios; c) organização dos entes reguladores; d) participação privada e financiamento do setor (CACHAPUZ *et al.* 2006; AMARAL FILHO, 2007).

Em seu relatório final, a comissão identificou uma série de dificuldades a transpor na formulação do novo marco regulatório setorial, entre as quais cabe destacar: a originalidade da estrutura física do sistema elétrico brasileiro, de base hidráulica e sem equivalente no mundo, a divisão da autoridade entre os governantes da União e dos estados quanto à privatização e a simultaneidade das ações no sentido da privatização e de modificação do modelo institucional (CACHAPUZ *et al*., 2006). Os consultores buscaram mimetizar relações de mercado orientadas pelo acúmulo dos preceitos liberais aplicados às teorias da organização industrial, refletindo a concepção do Consenso de Washington.

Conforme os consultores, a reforma buscaria: i) assegurar a oferta de energia; ii) estimular o investimento setorial; iii) reduzir os riscos para os investidores, garantindo a modicidade das tarifas; iv) maximizar a competição no setor; v) garantir o livre acesso aos produtores independentes; vi) incentivar a eficiência; vii) fortalecer o órgão regulador; viii) assegurar a expansão hidrelétrica; ix) manter a otimização organizacional; x) definir novas funções da Eletrobrás; e xi) adequar a qualidade do fornecimento à necessidade do mercado e à modicidade tarifária.

O trabalho foi desenvolvido em estreita relação com grupos de apoio, compostos por técnicos da Eletrobrás e das empresas concessionárias, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, e outros órgãos públicos. Os grupos de apoio ao consórcio consultor foram coordenados pelo engenheiro Lindolfo Ernesto Paixão, ex-diretor da CESP, escolhido como gerente-geral do projeto Re-SEB (CACHAPUZ *et al.*, 2006).

Conforme Amaral Filho (2007), dentre as principais propostas do estudo destacam-se:

> a) A livre negociação de energia com a assinatura de contratos bilaterais entre os geradores e as distribuidoras (e consumidores livres), com volumes, prazos e preços definidos e a criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), um ambiente de livre negociação onde a energia é adquirida a preço *spot*, sujeito às variações decorrentes da situação de mercado de oferta e demanda, e onde as diferenças entre energia contratada e a efetivamente gerada pelos geradores, assim como a energia contratada e a efetivamente consumida pelas distribuidoras e consumidores livres, seriam medidas, contabilizadas e liquidadas pelo mercado *spot*. Os contratos bilaterais de longo prazo são importantes para dar cobertura às necessidades de

> energia, garantindo a estabilidade de preços e protegendo os contratantes dos riscos decorrentes da existência de fluxos de energia não-contratada devido à volatilidade do preço do MAE. Os agentes do setor elétrico deveriam aderir a um Contrato (Acordo de Mercado), comprometendo-se a operar segundo as regras e procedimentos comerciais ali estabelecidos;
> b) A criação do Operador Independente do Sistema Elétrico (OIS), instituição responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho das usinas, de modo que subsidiariam suas funções, dados sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade das usinas e custo dos combustíveis, com base nos quais planejaria a operação do sistema. Além de promover o cálculo do preço de energia no mercado *spot*, faria o planejamento do investimento em transmissão em horizontes de tempo de até 5 anos. Sob a lógica da desverticalização da cadeia, as redes de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV deveriam ser desverticalizadas das empresas geradoras federais ou estaduais, e passar à propriedade de empresas de transmissão a serem criadas. Tais redes ficariam sob a gestão do OIS, encarregado de assegurar o direito de livre acesso e uso, constituindo a "Rede Básica" de transmissão de energia elétrica;
> c) Na contratação de energia entre distribuidoras e geradoras estatais, a transição entre a situação existente e a livre contratação futura seria feita progressivamente, com a assinatura de "Contratos Iniciais" (constituídos com base nas transações de suprimento existentes entre distribuidoras e geradoras federais e estaduais) válidos por determinado período de anos após o que os montantes contratados seriam progressivamente reduzidos, ficando as geradoras livres para negociar a energia descontratada em novas condições;
> d) No que se refere ao planejamento da expansão da capacidade de geração, as recomendações dos consultores tiveram como objetivo que a mudança fosse em direção a um sistema orientado para o mercado, em que não existisse o planejamento central determinístico, apenas o planejamento indicativo; e que empresas de Distribuição e Comercialização (D/C) e consumidores de grande porte fossem os responsáveis por adquirir a energia ao menor custo possível. Seria mantida a capacidade de desenvolvimento de planos de médio e longo prazos para orientar os agentes. As recomendações também pretendiam maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração, tanto hidrelétrica quanto termelétrica, e satisfazer a exigência constitucional de licitação como base para outorga de novas concessões.

No que se refere ao Planejamento Indicativo de longo prazo, referente à expansão para geração e transmissão, a proposta seria para horizontes de 25 anos e 12 anos, a ser realizado por uma nova entidade responsável pelo Planejamento Indicativo. Os planos indicativos identificariam programas de investimento do sistema a custo mínimo, inclusive projetos hidrelétricos e termelétricos específicos necessários sob uma gama de premissas e cenários. No entanto seriam para mera orientação, não obrigando nenhum agente a realizar os investimentos.

Quanto à transmissão, as informações referentes ao curto prazo (5 anos) seriam identificadas pelo Operador Independente do Sistema Elétrica (OIS) à luz de projetos em andamento e pedidos de novas ligações. Estava previsto ainda que o Planejador Indicativo tivesse outras atribuições sobre a preparação das bases para o desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos. Sob responsabilidade da agência de regulação a ser criada, poderia contratar e supervisionar estudos de inventário de

bacias hidrográficas e identificar aquilo que constitui o programa de expansão ótima, levando em consideração a necessidade de atrair investidores do setor privado.

Os estudos do Re-SEB sugeriram a adoção do planejamento determinativo para a execução de usinas consideradas de interesse estratégico para o governo, assim como a definição de novas obras de geração, na hipótese de elevados riscos de desabastecimento do mercado. Tais propostas, entretanto, não foram incorporadas pelo novo modelo (CACHAPUZ *et al*., 2006). O abandono do planejamento em caráter determinístico, relegando a responsabilidade pela expansão de geração e transmissão única e exclusivamente à dinâmica do mercado, iria acarretar em sérios problemas ao novo modelo proposto para o setor elétrico brasileiro, como poderá ser verificado adiante, quando forem abordados os aspectos da crise setorial de 2001 – o racionamento energético conhecido como “Apagão”.

Paralelamente aos estudos, em termos institucionais, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 26 de dezembro de 1996, pela Lei n° 9.427, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A criação da ANEEL foi considerada um passo essencial para a implementação do novo modelo institucional do setor.

**Box 4. 1 - Sistema Elétrico Brasileiro na década de 1990**

No início de 1990, a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil totalizava aproximadamente 52.000 MW, incluindo a parcela de potência da usina binacional Itaipu atribuída ao país e 3.300 MW de empresas autoprodutoras que geravam energia para seu uso exclusivo. Desse total, cerca de 90% da capacidade instalada eram de fonte hidráulica.

Fisicamente, o sistema elétrico brasileiro estava segmentado em dois grandes sistemas interligados, responsáveis pelo atendimento de 97% da demanda de energia elétrica do país, e em centenas de pequenos sistemas isolados, situados em sua maioria na região Amazônica.

O sistema interligado de maior porte abrangia as usinas e linhas de transmissão das principais concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, operando em conexão com a hidrelétrica de Itaipu e possuía capacidade instalada de 35.700 MW, correspondente a 73% do total nacional, sendo composto por dois subsistemas regionais interligados, associados à usina de Itaipu. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, se destacava pela existência de grandes reservatórios e usinas localizadas em diferentes bacias hidrográficas, além das maiores termelétricas a óleo combustível e a Angra 1. O subsistema Sul contava com o parque hidrelétrico de menor porte, concentrado na bacia do rio Iguaçu e um importante segmento termelétrico, representado por usinas a carvão.

O subsistema interligado Norte/Nordeste supria os estados Nordestinos e parte do Pará, incluindo a capital Belém. Também composto por dois subsistemas regionais, somava 11.000 MW de capacidade instalada, sendo que a energia gerada pelo subsistema Norte provinha exclusivamente da hidrelétrica de Tucuruí. O subsistema Nordeste contava com parque gerador mais diversificado, embora concentrado nas usinas do rio São Francisco. A interligação era assegurada pelo tronco de transmissão entre Tucuruí e Sobradinho. Já os sistemas isolados totalizavam 830 MW de capacidade instalada, de

base predominantemente térmica, atendendo mais de 300 localidades eletricamente isoladas, entre as quais, as capitais do Amazonas, Rondônia, Acre, Amapá e Roraima (Cachapuz *et al*., 2006).

Como as demais agências reguladoras de atividades de infraestrutura implantada pelo governo FHC – como Agência Nacional do Petróleo (ANP) e Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) – a ANEEL foi constituída como autarquia sob regime especial para desempenhar funções executivas (de concessão e fiscalização), legislativas (criação de regras e com força normativa) e judiciária (imposição de penalidades, interpretação de contratos e julgamentos) com autonomia administrativa, financeira e decisória (CACHAPUZ *et al.* 2006).

Entre as competências básicas definidas por lei, a ANEEL deveria regulamentar a prestação dos serviços públicos de energia elétrica e fiscalizar permanentemente sua prestação; aplicar as penalidades regulamentares e contratuais; zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e pela boa qualidade dos serviços; homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas; e supervisionar a exploração de recursos hídricos do país. A agência recebeu delegação da União para atuar como poder concedente, tornando-se responsável pela condução dos processos de licitação destinados à contratação de concessionárias de serviços públicos para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e para outorga de concessão para o aproveitamento de potenciais hidráulicos e implantação de termelétricas.

A proposta dos consultores ingleses foi apresentada em junho de 1997 ao MME. O relatório consolidado da Coopers & Lybrand incorporou várias sugestões de profissionais do setor, em particular a necessidade de preservação do princípio de otimização do sistema hidrelétrico brasileiro e de manutenção do sistema centralizado de planejamento, programação e despacho das usinas integrantes dos sistemas interligados. No primeiro relatório (outubro de 1996), os consultores defenderam um enfoque menos centralizado, sob o qual grandes geradoras teriam maior liberdade para despachar sua produção.

A instauração de um mercado competitivo de compra e venda de eletricidade no Brasil foi considerada viável, tendo sido propostas, entre outras mudanças estruturais, a segregação da indústria de energia elétrica em quatro atividades distintas – geração, transmissão, distribuição e comercialização –; a criação do MAE e de uma entidade para administrar os sistemas elétricos interligados, em substituição ao Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). Concebido em moldes

similares ao *Independent System Operator* (ISO), implementado em vários países europeus e estados norte-americanos, esse organismo receberia a denominação oficial de Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As propostas elaboradas pelos consultores do Re-SEB desdobraram-se em diversas medidas e regulações, das quais outra peça legal, a lei n° 9.648, promulgada em 27 de maio de 1998, institucionalizaria o Operador Nacional do Sistema (ONS), o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a assinatura dos “contratos iniciais” entre geradores e compradores de energia elétrica, visando a transição do ambiente regulado para o ambiente competitivo; e o Operador Nacional do Sistema (ONS) (CACHAPUZ *et al*., 2006; AMARAL FILHO, 2007).

O Operador Nacional do Sistema foi criado como entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle de operação das instalações de geração e transmissão dos sistemas elétricos interligados do país, tendo como membros associados os agentes de transmissão e distribuição integrantes dos sistemas elétricos interligados, além dos agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados à rede básica de transmissão.

Ao MAE seriam integrados todos os geradores com capacidade superior a 50 MW e empresas de distribuição ou comercialização com vendas anuais superiores a 50 MW, atuantes nos sistemas interligados, sendo facultada a participação de grandes consumidores. A maior parte da energia continuaria a ser negociada através de contratos bilaterais, de longo prazo, entre geradores e distribuidores ou grandes consumidores. A segunda modalidade de transação prevista pelos consultores seria compra e venda de energia no mercado à vista – mercado *spot*. Na prática, o mercado *spot* deveria envolver tanto a oferta de sobras de energia quanto a demanda para complementar eventuais necessidades de energia para atender às exigências contratuais dos agentes do setor. O preço *spot* seria estabelecido por modelos computacionais e procedimentos acordados por todos os membros do MAE e pela ANEEL (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Peça básica da reforma setorial, a lei n° 9.648, de 1998 admitiu mudanças nos critérios de licitação para a construção de usinas, com o objetivo de estimular o

ingresso de novos agentes privados no segmento de geração[61]. A lei determinou que o julgamento de propostas poderia ocorrer não somente pela escolha do critério da menor tarifa do serviço a ser prestado ou pelo de maior valor ofertado pela outorga, mas também pela combinação desses dois critérios ou pela combinação destes com o de melhor técnica.

Ademais, estendeu, a critério da ANEEL, o regime de produção independente para os casos de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de energia elétrica, na crença de que a mudança do regime jurídico de concessionária de serviço público para o de produtor independente facilitaria o processo de privatização e incentivaria a expansão da capacidade instalada. Finalmente, a lei previu operações de reestruturação da Eletrobrás e suas subsidiárias, no sentido de promover a cisão em várias empresas para que as mesmas fossem privatizadas.

A ANEEL foi incumbida de estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização do operador independente e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento. Além da compra e venda de energia por contratos bilaterais de longo prazo, foi prevista a liquidação de blocos de energia no curto prazo (mercado *spot*), a partir das disponibilidades ofertadas pelos geradores, conforme as regras de Acordo de Mercado.

Apesar do estabelecimento de marcos legais e alterações institucionais, a reestruturação setorial não foi capaz de garantir a oferta energética em um modelo de mercado. A seguir, serão examinados alguns aspectos do racionamento que acometeu o país em 2001.

---

[61] Em linhas gerais, dentre as principais medidas estabelecidas pela lei 9.648, de 1998, inclusive as novas atribuições à ANEEL, destacam-se: i) atribuir à ANEEL a função de zelar pela defesa de concorrência no setor estabelecendo regras para coibir a concentração do mercado, de forma articulada com organismos responsáveis por análises de atos de concentração de empresas e de denúncias de atividades anticompetitivas; ii) atribuir à ANEEL a função de estabelecer restrições limites ou condições para que os grupos empresariais e os acionistas atuassem sob concorrência, de maneira a impedir a concentração de serviços de eletricidade; iii) estabeleceu que as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados seriam realizadas no Mercado Atacadista de Energia (MAE), instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados, sendo que a compra e venda de energia que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme regras do Acordo de Mercado, ficando a ANEEL incumbida de definir as regras de participação no MAE, assim como os mecanismos de proteção aos consumidores; e iv) estabeleceu que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados seriam executados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), indicando suas atribuições; dentre outras (CACHAPUZ *et al*., 2006; AMARAL FILHO, 2007).

## 4.4. O racionamento energético de 2001

A crise energética de 2001 tem seus fundamentos no modo como foi estabelecida a reforma setorial da década de 1990, incapaz de garantir a expansão da oferta energética, uma vez que as decisões de investimento ficaram a cargo da iniciativa privada. A despeito de o governo ter atribuído a crise às condições pluviométricas desfavoráveis, instituições do próprio governo apontaram a insuficiência de investimentos tanto na geração quanto na transmissão.

Quanto ao planejamento setorial, ainda em 1993, a Eletrobrás havia concluído um novo Plano Nacional de Energia Elétrica de longo prazo, conhecido como Plano 2015 devido ao marco adotado como horizonte de estudo. Embora preconizasse a utilização de todas as fontes disponíveis para a geração de energia elétrica, o plano considerou a opção hidrelétrica como principal alternativa de expansão do sistema elétrico brasileiro, levando-se em conta o grande potencial da Amazônia (CACHAPUZ *et al*., 2006). Considerava-se, contudo, a necessidade de um programa termelétrico de grande porte a partir de 2005, baseado em usinas a carvão e nucleares, caso restrições de ordem ambiental inviabilizassem os empreendimentos hidrelétricos da Amazônia.

O Plano 2015 também destacou várias opções de intercâmbios energéticos com países vizinhos e a importação de fontes primárias para geração de energia elétrica, como o gás natural boliviano. Com as reformas institucionais do governo FHC, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, GCPS – órgão criado em novembro de 1982 para atuar na área de planejamento e expansão[62] – muda o enfoque dos estudos de planejamento, devido ao papel predominante reservado ao capital privado na futura expansão do setor. Em consonância com essa perspectiva, os planos decenais assumiram, a partir de 1995, um caráter indicativo e não determinativo, o que incluiu o Plano 2015.

Os idealizadores da reforma setorial previram modificações importantes no perfil das obras, que assegurariam a expansão do sistema elétrico brasileiro,

[62] O Grupo do Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) veio a integrar o aparato estatal do setor elétrico, que já contava com o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), criado em 1973; e com o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), criado em 1974, depois denominado Comitê Coordenador da Operação Norte-Nordeste. Tais instituições eram órgãos colegiados compostos pelas empresas concessionárias de energia elétrica com diferentes objetivos e níveis de abrangência. No ápice da hierarquia do setor encontrava-se a Eletrobrás, com o papel coordenador e decisório nos grupos e comitês colegiados (CACHAPUZ *et al.,* 2006).

pressupondo o custo crescente dos aproveitamentos hidrelétricos remanescentes e a maior predisposição do capital privado em investir em plantas de geração térmica. Anteviram ainda boas perspectivas de ampliação do intercâmbio internacional de energia, tendo em conta os excedentes argentinos de energia, o aumento das reservas de gás natural nos países limítrofes e a oferta mundial favorável de gás natural e óleo combustível.

Com relação à expansão setorial no período, cerca de 17.000 MW de potência instalada foram adicionados ao sistema elétrico brasileiro entre 1995 e 2000, caracterizando um incremento médio anual de 2.800 MW. Esse incremento, no entanto, teria sido aquém dos 3.500 MW a 4.000 MW necessários para o crescimento da demanda de energia elétrica, que ocorreu em ritmo acelerado ao longo do primeiro governo Fernando Henrique Cardoso, rompendo, consequentemente, com os critérios básicos de segurança do sistema[63] (BIELSHOWSKY *et al*., 2002; CACHAPUZ *et al.*, 2006).

O **Gráfico 4.1.** evidencia a defasagem entre a oferta e a demanda de energia, que se acentua na segunda metade da década de 1990.

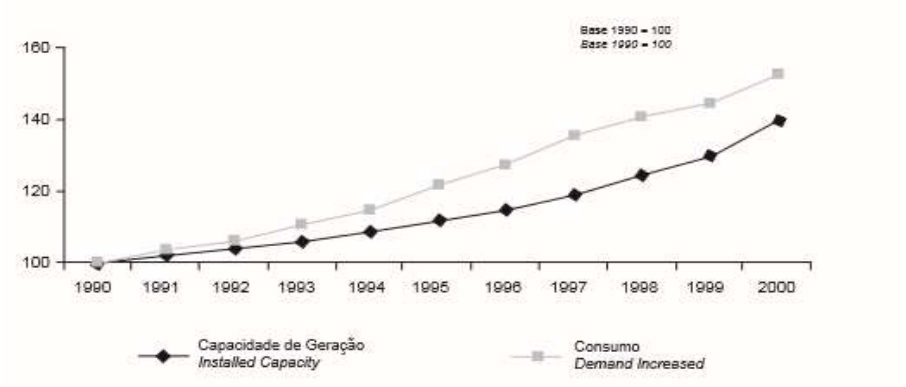
A redução dos investimentos em geração e os atrasos nas obras de transmissão só não provocaram graves problemas de suprimento de energia ainda na década de 1990 devido a três fatores concorrentes: i) o baixo dinamismo do mercado de energia elétrica[64]; ii) condições hidrológicas favoráveis em quase todas as áreas dos sistemas interligados; e iii) conclusão de projetos de geração iniciados anteriormente, com destaque para Itaipu e as hidrelétricas de Tucuruí (Eletronorte) e Segredo (Copel). Na região Norte, os problemas críticos de abastecimento persistiram na maioria dos sistemas isolados (CACHAPUZ *et al.* 2006).

---

[63] Entre 1993 e 1999, por exemplo, o consumo elevou-se 4,6% ao ano, enquanto a capacidade instalada se elevou apenas 3,1% ao ano (BIELSCHOWSKY *et al.*, 2002).

[64] Entre 1995 e 1998, o consumo de eletricidade no país apresentou um crescimento médio de 5,1%, impulsionado pelo incremento expressivo das classes residencial e comercial na primeira fase do Plano Real, enquanto o PIB teve um crescimento médio anual de 2,5% no mesmo período. Em 1998, as medidas de ajuste econômico, adotadas em razão da crise asiática e da moratória da Rússia, afetaram drasticamente a produção industrial e a demanda de energia elétrica, que teve um aumento de 4,1%, inferior em quase dois pontos percentuais à taxa recorde de 6,2% do ano anterior. A queda da demanda de energia elétrica foi mais acentuada em 1999, refletindo o fraco desempenho da economia. Já o consumo de eletricidade aumentou 1,6%, enquanto o PIB permanecia praticamente estacionário. Com a recuperação da economia, o consumo de energia elétrica aumentou em 5,2%, merecendo destaque o crescimento recorde de 6,6% da classe industrial. Nesse sentido, o desequilíbrio entre o crescimento do consumo de eletricidade e a expansão da capacidade instalada foi uma constante em quase todo o período compreendido entre 1990 e 2000. Enquanto a demanda cresceu a taxa de 3,9% ao ano, a capacidade instalada de energia elétrica registrou um crescimento médio anual de 3,4% (CACHAPUZ *et al*., 2006).

**Gráfico 4. 1 - Capacidade Instalada e Consumo de Eletricidade, 1990-2000**




Fonte: Cachapuz *et al*. (2006)

Bielschowsky *et al.* (2002) apontam a seguinte complexidade no processo de transição entre o modelo estatal e aquele em que predominaria a iniciativa privada:

> Há uma questão preliminar por assinalar, ou seja, o fato de a gestão da reforma ter ignorado as condições iniciais desfavoráveis e a inexistência de reservas [de capacidade energética – N.A]. À diferença de outras experiências de privatização na América Latina que se deram em condições iniciais de abundância de capacidade energética, as condições de oferta no Brasil, no início da reforma setorial, em meados da década de 1990, apontavam para a escassez. Na ausência de investimentos domésticos em expansão, o risco de escassez faz-se especialmente presente no caso do sistema energético brasileiro, por ser este essencialmente hidrelétrico e desprovido de reservas térmicas e por ter diminutas interligações com países vizinhos. Essas razões fazem com que, em eventuais circunstâncias que produzam desequilíbrio entre oferta e demanda, o sistema esteja desprovido dos expedientes normalmente utilizados pelos países que operam com reservas térmicas ou que dispõem das interligações, ou seja, acionar usinas desligadas (comprando o combustível no mercado *spot*) ou importar dos vizinhos. Por essa razão, no caso brasileiro, a possibilidade de estiagens ou de acelerações de consumo tem de ser contemplada com sobreoferta cuidadosamente planejada (BIELSCHOWSKY *et al*., 2002, p. 94).

Para os autores, o modelo adotado estabeleceu um ambiente incerto e arriscado para os investidores, uma vez que a lógica do investimento em expansão pensado pela reforma foi perturbada pela impossibilidade de montagem, ou ausência, de um mercado de longo prazo para a energia. Eles afirmam que novos investimentos em geração, no regime hidrelétrico brasileiro, dependem da pré-venda da energia por meio de contratos bilaterais de energia a longo prazo, os chamados PPAs, ou *power purchase agreements*, mais requeridos quanto maior for a incerteza sobre os preços futuros.

Entre os principais elementos que impediram os investimentos e o estabelecimento de contratos bilaterais de longo prazo foram a existência de contratos

iniciais. Com o intuito de mitigar possíveis choques tarifários no início da implantação do novo modelo, os consultores propuseram os contratos iniciais, que corresponderiam à adaptação e extensão por um período de quinze anos dos contratos firmados entre geradores e distribuidores.

Nos primeiros cinco anos, os volumes contratados permaneceriam constantes e nos anos subsequentes seriam reduzidos em 10% por ano, liberando as empresas para adquirirem energia no mercado livre. Para os consultores, os contratos iniciais permitiriam um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal contra aumentos súbitos de preços. Além disso, aumentariam a rentabilidade dos ativos a serem privatizados, uma vez que os novos agentes teriam fluxo garantido de receitas durante o período de vigência dos contratos iniciais. Apesar de aprovar a ideia dos contratos iniciais, o governo reduziu o prazo de duração[65] (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Com contratos iniciais, no entanto, os preços da "energia velha" (em torno de US$20) ficaram inferiores ao da energia nova (US$35), de maneira que as distribuidoras e os consumidores livres não tiveram interesse em comprar energia nova em contratos bilaterais. A alternativa era comprar energia velha, em volumes supostamente suficientes para atender aos compromissos com os clientes cativos e para satisfazer a demandas dos consumidores livres até 2001, e aguardar a liberação de energia velha, que ocorreria gradualmente a partir de 2002, o que comprometeu o acionamento de um mercado de longo prazo por meio de contratos bilaterais (BIELSHOWSKY *et al*., 2002).

Conforme os autores, outro fator que gerou dificuldades em termos do estabelecimento de um mercado de contratos bilaterais de longo prazo está relacionado ao duplo fato de as usinas hidrelétricas não gerenciarem seu despacho e não terem responsabilidade sobre a expansão do sistema. Em relação ao primeiro, a crise evidenciou que ao não gerenciarem o despacho, não tem capacidade de gerenciarem riscos individuais, de maneira que os compradores potenciais de energia de longo prazo não recebam garantias mínimas por parte das usinas do cumprimento do contrato de fornecimento.

---

[65] A lei nº 9.648, de 1998 determinou a assinatura dos contratos de compra e venda de energia entre as empresas de geração e distribuição e\ a Aneel os homologou, em que fixaram por cinco anos o preço da eletricidade (1998-2002), no mesmo patamar de 1998. A partir de 2003, seriam liberadas anualmente parcelas cumulativas de 25% da energia desses contratos para serem comercializados a preços livres, até 2006 (CACHAPUZ *et al*, 2006).

Para que isso ocorresse, seriam necessários mecanismos de seguro contra o risco sistêmico. Sobre esse aspecto, a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) criada para gerir a crise viria a reconhecer que para que um agente hidrelétrico tivesse condições de assinar contratos bilaterais de longo prazo, sem ter como controlar sua produção e estoque, seria necessário que ele obtivesse garantias de que a confiabilidade global de suprimento no futuro não estaria deteriorada. Essas garantias, entretanto, não ocorreram (BIELSHOWSKY *et al*., 2002).

A impossibilidade de um mercado de médio e longo prazo foi agravada pelo fato de 100% da demanda estar contratada entre 1998 e 2001 sob a proteção dos contratos iniciais, aí incluída a demanda cativa e toda a demanda de consumidores livres, o que reforçou o desinteresse pela compra de energia nova por parte das distribuidoras e desses consumidores. Nessa operação houve, para acentuar ainda mais a falta de segurança do mercado, um superdimensionamento das energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais.

Não havendo compradores, a médio e longo prazos, nem mercados indicadores do preço de energia a longo prazo, os investidores privados potenciais preferiram guardar cautela, de modo a não haver expansão satisfatória. Essa teria sido a razão para não haver "*project finance*" no Brasil, a ausência de compradores de energia no longo prazo, modalidade que irá vigorar a partir das reformas de 2004, como será analisado no próximo capítulo.

Em linhas gerais, a reforma setorial foi justificada com o duplo objetivo de introduzir competição e estimular investimentos no setor, tendo como pontos fundamentais a privatização das concessionárias federais e estaduais, a licitação dos projetos de aproveitamento hidrelétrico, a garantia do livre acesso à rede de transmissão, a criação da ANEEL como novo órgão regulador e fiscalizador, a instituição do MAE para as transações de compra e venda de energia nos sistemas interligados e a constituição do ONS para a coordenação centralizada da operação dos sistemas interligados. A transição do modelo estatal para o novo modelo, entretanto, revelou-se bem mais problemática do que esperavam os idealizadores da reforma (CACHAPUZ, *et al*. 2006).

Em 1999, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu medidas emergenciais para induzir e viabilizar o aumento da oferta de eletricidade no curto prazo, tendo em conta o aumento da probabilidade de problemas no fornecimento de energia no

período de 2000-2003. Tratava-se de um plano de ação articulado com o BNDES, a Eletrobrás e a Petrobrás, contendo medidas de estímulo a investimentos em geração e transmissão, em especial em usinas termelétricas identificáveis como prioritárias pelo ministério.

O MME acelerou os entendimentos com grupos empresariais interessados na construção das termelétricas a gás natural, formulando o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). As usinas termelétricas integrantes do PPT fariam jus a três prerrogativas: garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de vinte anos; garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica pelo mesmo prazo; e garantia de acesso ao financiamento do BNDES.

Como destacam Cachapuz *et al*. (2006), apesar de no ato de lançamento do PPT, mais de quarenta empresas terem assinado protocolos de compromisso para a construção de 49 termelétricas em 18 estados brasileiros, tendo em vista a adição de 17 mil MW de potência ao sistema elétrico brasileiro até dezembro de 2003, quando de sua implementação, o programa esbarrou em numerosos obstáculos relacionados com o reajuste do preço do gás natural e da tarifa de fornecimento, o risco cambial, a celebração de contratos de longo prazo de venda de energia (PPA), a demora na obtenção de licenças ambientais e a carência de turbinas no mercado externo. Para compensar essas dificuldades, o governo decidiu concentrar esforços em 15 projetos do PPT, quase todos com a participação da Petrobrás, o que ainda assim enfrentou dificuldades[66].

Em dezembro de 2000, os principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SNI) atingiram níveis de armazenamento superiores aos registrados no mesmo mês de 1999, sinalizando condições mais favoráveis de atendimento ao mercado em 2001. Entretanto, a redução do nível dos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no primeiro bimestre de 2001 indicou mudança radical de perspectivas.

No início de 2001, iniciam-se as medidas emergenciais do Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta de Energia (RECAO) e se instala a Câmara de

[66] A implementação do PPT foi prejudicada em decorrência do recuo de diversos investidores e do impasse entre o MME e ANEEL, o Ministério da Fazenda e a Petrobrás com relação ao repasse aos consumidores da variação cambial do preço do gás no intervalo entre reajustes anuais das tarifas. O problema estava na dificuldade de compensar o preço do gás em dólar, dado que a legislação do setor só permitia o reajuste anual da tarifa.

Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Seguiu-se a decretação do racionamento a partir de 1º de junho de 2001, inevitável, em face da redução acentuada dos níveis de armazenamento dos principais reservatórios do sistema interligado nacional. Iniciado em junho de 2001, o racionamento durou sete meses, provocando a queda do investimento e de produção industrial[67] (CACHAPUZ, *et al.* 2006).

Surpreendendo as expectativas mais otimistas, o programa de racionamento obteve uma resposta amplamente satisfatória desde seu primeiro mês de aplicação, em que na prática não houve cobrança de metas. Grandes e pequenos consumidores realizaram notável esforço para atender às metas de redução do consumo, economizando energia por diversos meios e adotando novos hábitos de consumo.

Relatório apresentado ao Presidente Fernando Henrique Cardoso em julho de 2001, pela Comissão de Análise do Sistema Hidroenergético de Energia Elétrica – CASHEE, organismo criado no âmbito da GCE para avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia elétrica, sob coordenação do engenheiro Jerson Kelman, analisou os fatores da crise energética, concluindo que hidrologia reversa por si só, não teria sido suficiente para causar a crise. Segundo a CASHEE, o fator predominante da crise foi a energia não aportada ao sistema devido ao atraso de obras de geração e transmissão e a não implementação de novas usinas necessárias para equilibrar a oferta e a demanda[68] (CACHAPUZ, *et al.* 2006).

O relatório apontou falhas no processo de transição para o novo modelo institucional do setor, em especial o superdimensionamento das energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais entre empresas geradoras e distribuidoras. A comissão identificou outros problemas, a saber: falta de fluxo de informação adequado entre o MME, ANEEL e o ONS; ineficácia da gestão

---

[67] Entre as medidas para a redução da demanda, as ações do Plano de Redução de Consumo e Aumento da Oferta de Energia (Recao) se voltaram para uma campanha de racionalização de consumo no rádio e na televisão; a criação de mecanismos para redução voluntária de demanda em alta tensão; a redução de 15% do consumo de energia nas instalações do poder público federal e na administração direta e indireta; o uso de lâmpadas mais eficientes para consumidores de baixa renda e a prioridade da utilização da receita bruta das concessionárias distribuidoras em programas de eficiência energética.

[68] O atraso da entrada em operação de Angra 2, UHE Porto Primavera e outros empreendimentos, como o terceiro circuito de 750 kV do tronco de transmissão de Itaipu, combinado com a não realização de investimentos programados, notadamente as termelétricas do PPT teria acarretado uma perda energética equivalente a 41% da capacidade de armazenamento conjunta das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Se as obras previstas tivessem sido realizadas e se nenhum dos atrasos tivesse ocorrido, o nível de armazenamento dessas regiões teria sido 73% no início de maio de 2001. Tratava-se, segundo a comissão, de um nível suficiente para evitar o racionamento.

intragovernamental nas iniciativas para amenizar a crise, em particular o PPT; demora da implementação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); e falta de recursos humanos e técnicos do Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE), organismo sucessor do GCPS (Grupo Coordenador dos Sistemas Elétricos). Em junho de 2002, o governo decidiu extinguir a GCE, criando em seu lugar a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A nova câmara foi encarregada de propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para aumento da oferta de energia (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Uma vez que a crise não foi provocada apenas por condições hidrológicas desfavoráveis verificadas nas regiões Sudeste e Nordeste em 2001, mas também pela insuficiência de investimentos em geração e transmissão nos anos anteriores, o período foi de intenso debate sobre a política de privatizações e reforma do setor de energia elétrica, implementada pelo governo FHC.

Pinguelli (2001) critica a influência do paradigma neoliberal na reestruturação setorial e afirma que os economistas que o planejaram buscaram aplicar ao setor elétrico brasileiro teorias econômicas referentes àquele paradigma, de modo a reduzirem o problema das estatais a uma simples venda para fazer caixa e negociar com os grandes credores do Estado, ignorando a complexidade técnica do sistema e o papel estratégico do setor para o desenvolvimento país. Ao reduzirem a privatização a um problema de natureza puramente financeira, esqueceu-se a especificidade do setor elétrico brasileiro interligado.

A base hidrelétrica é uma vantagem comparativa para o país, pois a energia hídrica é renovável e permite gerar eletricidade sem o uso de combustíveis fósseis importados, cujos preços são imponderáveis no longo prazo[69], o que, no entanto, requer planejamento, operação e gestão sistêmica pela interdependência de um determinado projeto hidrelétrico em relação aos demais (PINGUELLI, 2001; D'ARAÚJO, 2009).

[69] Cf. Pinguelli (2001), a utilização do gás natural na geração elétrica foi assentada em falsas bases da paridade cambial entre o dólar e o real, o que se altera em 1999, e da constância baixa do barril de petróleo, que também se altera entre 1999 e 2000. Como consequência, ocorreu a elevação do custo de energia elétrica no país.

Para Pinguelli (2002), apesar do argumento de que a venda das empresas de energia elétrica estatais eram necessárias para reduzir a dívida do Estado e preservar o ajuste macroeconômico, pequenos foram os efeitos sobre a dívida externa, que recrudesceu em virtude da política de juros alto. Portanto, a privatização setorial, alegadamente voltada a “fazer caixa”, queimou patrimônio público em troca de muito pouco. Caso os compradores não investissem adequadamente na expansão, caberia ao Estado prover recursos necessários para não inviabilizar a possibilidade de crescimento da economia como um todo. Não ocorrendo os investimentos e o Estado sendo incapaz de reverter a situação, a economia ficou comprometida pelo “apagão” de 2001.

A crise de 2001, no entanto, permitiu três consensos: i) que o governo havia promovido uma reforma inadequada, se considerado o objetivo de abastecimento de energia elétrica; ii) que o governo não havia sido capaz de administrar as complexidades trazidas pela reforma setorial, antecipadas pelo período de transição; e iii) que a crise indicava a possibilidade de alguns ganhos, quais sejam: maior consciência no que concerne ao desperdício, cidadania na prática do racionamento, consciência quanto à importância e a complexidade do setor e a possibilidade de um amplo debate entre especialistas. Mais importante, a crise teria servido para evidenciar que o setor energético brasileiro requer planejamento sistemático em qualquer regime de propriedade, público, privado ou misto (BIELSCHOWSKY *et al*., 2002).

Os autores analisam a composição, em termos de propriedade, dos dois conjuntos de investimentos de maior vulto no setor elétrico, quais sejam, hidrelétricas e térmicas. Verifica-se que da expansão prevista entre 2001 e 2004, em torno de 10.000 MW, cerca de 38% correspondia aos investimentos sob o comando das estatais – Tucuruí II, com a Eletronorte; Porto Primavera, com a Cesp; e duas usinas da Cemig, em consórcio com a CVRD, Aimorés e Funil.

Com relação ao restante dos investimentos, quase todos corresponderam a investimentos realizados por grandes consumidores, como empresas siderúrgicas, de alumínio, petroquímicas, entre outros, ou ainda por distribuidoras privadas de energia, em busca de uma integração vertical, dentro da margem de 30%, permitida pelo marco regulatório. A participação de produtores independentes foi diminuta, apesar de ter

sido a modalidade de agente criada pelo novo marco regulatório com a função prioritária de gerar energia para venda de mercado.

Ainda com relação à expansão, quanto às termelétricas, seu principal agente foi a Petrobrás, seja pela participação acionária, seja pela venda de gás e simultaneamente compra de energia gerada. Nessa modalidade, foi reduzida a participação de produtores independentes.

Pinguelli (2002) afirma que os resultados da privatização não levaram à expansão do setor elétrico nem à melhoria no fornecimento dos serviços, mas ao contrário: resultaram em elevação crescente das tarifas, na insuficiência dos investimentos privados nacionais e estrangeiros para a manutenção da oferta adequada e na deterioração dos serviços de energia, evidenciando a ineficácia do modelo mercantil, que teve como expressão máxima o racionamento de 2001.

Constata-se, pois, que as reformas setoriais da década de 1990 não foram capazes de engendrar um processo de expansão setorial tendo como protagonista os capitais privados, exceto no que se refere à indústria eletrointensiva, de maneira que sob o modelo que apregoava a expansão por meio da iniciativa privada, a mesma ocorreu, sobretudo pela atuação das empresas controladas pela Administração Pública (Eletrobrás e Petrobrás). A crise evidenciou ainda que o Estado não havia promovido condições propícias, políticas e econômicas, para viabilizar o investimento por parte dos capitais privados de maneira a responder adequadamente à dinâmica da acumulação. Ao transferir um setor estratégico como o elétrico às decisões de capitalistas individuais, a reforma havia comprometido as próprias condições de acumulação do capital em geral concomitantemente à privação de um bem essencial à sociedade.

### 4.5. A reestruturação patrimonial resultante das privatizações

A reestruturação patrimonial do setor elétrico decorrente das privatizações guarda estreita relação com a evolução empresarial no Brasil, em especial no período da industrialização pesada e na fase subsequente, posterior aos anos de 1990, em que vigoraram políticas neoliberais. De acordo com Miranda e Tavares (1999), a dinâmica dos grupos econômicos brasileiros deve ser compreendida a partir das mudanças das políticas econômicas destinadas a superar as limitações periodicamente colocadas pela necessidade de financiamento do balanço de

pagamentos, o que coloca ênfase crucial no papel do Estado para compreender a monopolização de capital no Brasil.

Os autores colocam que, a despeito do debate ideológico entre “liberais” e “intervencionistas”, a intervenção econômica do Estado é uma constante ao longo do desenvolvimento capitalista brasileiro. A combinação de políticas protecionistas do grande capital nacional e estrangeiro, de financiamento direto da grande burguesia nacional e de fomento ou restrição à produção estatal de *commodities* internacionais (minério, aço e petróleo) é que varia com as modificações que ocorrem na inserção internacional da economia brasileira. A afirmação dos autores converge com as posições teóricas discutidas no capítulo 1, quanto às especificidades das formações sociais para se compreender as formas de interação entre Estado e economia.

Quanto à reestruturação patrimonial da década de 1990, Miranda e Tavares (1999) afirmam que, com a abertura comercial em 1991, a concorrência das importações no mercado interno e o menor dinamismo das exportações de manufaturas a partir de 1994 – por conta da sobrevalorização do real – fizeram com que os principais grupos brasileiros tendessem a restringir o âmbito de suas operações, encaminhando-se para a especialização produtiva, mantendo, porém, seus ramos de *commodities* agrícolas ou industriais.

Em resposta às políticas econômicas, surge a partir da década de 1990 uma dinâmica de conglomeração diferente daquela do período desenvolvimentista, mais restrita em termos de setores e de número de participantes. Eventuais extensões das atividades dos grupos decorreram da percepção dos empresários, quanto aos limites das possibilidades de expansão a partir do *corebusiness* existentes ou do aproveitamento da abertura de oportunidades surgidas com as privatizações, como se verifica no setor elétrico.

É no processo de reestruturação patrimonial da década de 1990 que se insere a diversificação de grupos econômicos que passaram a atuar no setor elétrico brasileiro, contemplando empresas de mineração, siderurgia, construção civil, têxteis e agronegócio, entre outros, aproveitando as oportunidades abertas pelas privatizações para diversificarem suas atividades. De acordo com Cachapuz *et al.* (2006), no início da década de 1990, as principais usinas e linhas da rede básica de transmissão pertenciam às empresas federais Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul, integrantes do grupo Eletrobrás, e às empresas estaduais Cesp, Cemig, Copel e

CEEE. O grupo Eletrobrás detinha 50,7% da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro, o que alcançava quase 60%, caso se considerasse a parcela de potência atribuída a Itaipu. Já as estaduais respondiam conjuntamente por 34,6%.

Ao longo da década de 1990, a expansão do sistema elétrico brasileiro continuou a depender em ampla medida dos investimentos públicos, a despeito da crescente presença do capital privado no setor a partir do primeiro governo FHC. Em 1995, o conjunto das empresas não estatais respondia pelo controle de apenas 1,3% dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, participação que cresceu continuamente, atingindo em 2001 o percentual de 41,7%, concentrada no segmento de distribuição. No mesmo período, as inversões somaram R$ 61,9 bilhões (valores de dezembro de 2001), cabendo às empresas públicas uma participação de 71,8% desse total.

Durante o primeiro governo Fernando Henrique Cardoso, o processo de privatização do setor produtivo estatal transferiu 42 empresas ao setor privado, sendo praticamente concluída a sua desestatização. A maior parte das empresas privatizadas teve seu controle acionário negociado em bolsa de valores, merecendo destaque os leilões da CVRD (mineração), das empresas resultantes da divisão do sistema Telebrás (telecomunicações) e de importantes distribuidoras de energia elétrica, como a Light, a Eletropaulo e a CPFL, além de uma grande geradora, a Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul), criada a partir da cisão da Eletrosul, que passou a atuar na área de transmissão.

O leilão de privatização das concessionárias de energia elétrica ocorreu entre julho de 1995 e novembro de 2000, resultando na desestatização de 20 empresas distribuidoras, sem contar com a transferência de um terço do controle acionário da Cemig para um consórcio liderado por companhias norte-americanas.

Portanto, a venda de empresas federais e estaduais de energia elétrica modificou profundamente a estrutura de propriedade do setor, em especial no segmento de distribuição, respondendo por significativa parcela da receita auferida pela União e pelos governos durante o governo Fernando Henrique Cardoso.

Com relação ao BNDES, houve aumento significativo de sua atuação, após cinco anos de relativa inatividade, subsidiando em parte a reorganização de grandes grupos econômicos e a modernização do parque industrial brasileiro. O banco ampliou

sua presença e atuação em diversos setores da economia, tornando-se responsável em grande parte pela política de investimentos governamentais.

Mais especificamente quanto ao setor elétrico, Cachapuz *et al.* (2006) afirmam que o banco desempenhou papel fundamental no processo de desestatização do setor, gerenciando as privatizações federais, como órgão gestor do PND, prestando assessoria e adiantamentos financeiros aos estados, através do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), e proporcionando financiamentos aos compradores nacionais e estrangeiros de até 50% do preço mínimo das empresas. Além disso, o banco orientou fundos de pensão vinculados às empresas estatais a participarem de parcerias com grupos privados, com o intuito de viabilizar os leilões de várias empresas.

Segundo levantamento efetuado em 2002, pelo banco, os programas de privatização das empresas de energia elétrica geraram uma receita de 2,2 bilhões de dólares e a transferência de dívidas no valor de 7,5 bilhões de dólares. Se considerada a venda de participações minoritárias, o resultado das privatizações no setor atingiu o montante de 31,9 bilhões de dólares. O mesmo levantamento informa que as operações de desestatização nos governos Fernando Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso resultaram em um acumulado de 105 bilhões de dólares. Os setores de energia elétrica e de telecomunicações, ambos com participações da ordem de 31%, concorreram decisivamente para esse resultado, suplantando a contribuição também relevante dos setores siderúrgico e de mineração (ambos com 8%), petróleo e gás (7%) e financeiro (6%) (CACAPUZ, *et al*., 2006).

A atuação do BNDES, um banco público financiando grupos privados nacionais e estrangeiros para adquirirem empresas estatais, refuta a necessidade de privatização sob a justificativa de ausência de recursos do Estado e evidencia as contradições das reformas neoliberais da década de 1990.

Não obstante, os recursos provenientes das privatizações e da atração de investimentos externos, prosseguiu o agravamento da crise fiscal e financeira do setor público: a dívida pública voltou a crescer exponencialmente a partir de 1995 em virtude das altas taxas de juros necessárias para sustentar a estabilização ancorada no câmbio.

O processo de reestruturação patrimonial com vistas à privatização implicou no surgimento de novas concessionárias. No início de 1995, o setor era constituído por

64 concessionárias, a maioria pública, sendo 55 essencialmente distribuidoras, quatro geradoras, inclusive Itaipu; e cinco companhias que geravam, transmitiam e distribuíam a energia elétrica (CEEE, Copel, Cesp e Eletronorte). Em cinco anos, o número de concessionárias foi elevado para 79. Também contribuíram para a ampliação do número de agentes privados no setor as licitações de aproveitamentos hidrelétricos e linhas de transmissão e programas governamentais de estímulo à construção de termelétricas.

Com relação aos empreendimentos hidrelétricos, as primeiras licitações para outorga de construção de projetos foram realizadas em 1996 pelo DNAEE. A partir de 1998, a ANEEL adotou o sistema de leilões em bolsas de valores como instrumento de licitação para concessão de hidrelétricas. Ao longo do governo FHC, foram licitados 55 empreendimentos hidrelétricos, somando 12.400 MW. As licitações atraíram não apenas investidores privados, mas também concessionárias públicas, quase sempre associados com o capital privado. Os leilões de linha de transmissão, promovidos pela ANEEL a partir de 2000, estimularam a entrada de novos agentes privados e nacionais e estrangeiros no negócio de transmissão, como o grupo espanhol Expansión e os grupos brasileiros Alusa Engenharia e Schahin Engenharia[70].

Cachapuz *et al.* (2006) identificam duas fases no processo de privatização das concessionárias de energia elétrica. A primeira corresponde ao período 1995-1997, marcada pelo maior interesse da iniciativa privada na aquisição das empresas colocadas à venda. Em todos os leilões realizados nesse período, exceto o da Light, houve ágio sobre o preço mínimo fixado pelo governo. Na segunda fase, correspondente ao período pós-1997, os leilões contaram com menor número de participantes e a maioria das empresas foi alienada pelo preço mínimo.

A partir de 1999, as privatizações foram adiadas, refletindo mudanças adversas no cenário internacional e no ambiente político macroeconômico do país agravadas pela crise energética de 2001. O processo de desestatização do setor foi interrompido no momento em que as privatizações tendiam a se deslocar das distribuidoras para as geradoras. Contrariamente aos planos iniciais do governo, Furnas, Chesf e

[70] As empresas, através do Consórcio TUC 2001, arrematataram a operação da linha Tucuruí-Vila do Conde no Pará e a Expansão Norte-Nordeste. Disponível em http://ilumina.org.br/a-estatal-furnas-vence-o-leilo-de-privatizao-linha-adquirida-pela-empresa-ter-de-ficar-concluda-no-mximo-em-22-meses-rio-a-grande-surpresa-do-l/

Eletronorte permaneceram sob controle estatal, assim como Cemig e Copel, empresas estaduais com expressiva participação no parque gerador nacional.

Entre os grupos nacionais que despontaram com força no novo cenário do setor, merece destaque o consórcio VBC Energia, formado pela associação entre o grupo Votorantim (conglomerado econômico com participação expressiva nos setores de metais e cimento), o Bradesco (maior banco privado do país); a Camargo Corrêa (grupo industrial cuja expoente é a construtora homônima) (**Quadro 4.1**).

O **Quadro 4.1** evidencia ainda, que grupos nacionais tradicionais do setor elétrico, ampliaram seu espaço de atuação no setor, notadamente o grupo Rede, *holding* de várias empresas de distribuição no interior paulista e no estado do Tocantins, e a Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina (CFLCL), originalmente de Minas Gerais; e as duas empresas nacionais do setor de siderurgia e mineração, a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), privatizada em 1993; e a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), maior mineradora do país. A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) associou-se a diversos grupos empresariais para a construção de termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), lançado pelo governo federal no início de 2000 (CACHAPUZ *et al*., 2006).

**Quadro 4. 1 - Empresas elétricas distribuidoras privatizadas e seus compradores**

| Empresa | Propriedade | UF | Ano da Privatização | Compradores |
|---|---|---|---|---|
| Escelsa | Federal | ES | 1995 | Iven, GTD |
| Light | Federal | RJ | 1995 | EDF, AES, HOUSTON, CSN |
| Cerj | Estadual | RJ | 1996 | Endesa, EDP, Enersis |
| Coelba | Estadual | BA | 1997 | Iberdrola, Brasilcap, Previ, BBDTVM |
| RGE (CEE) | Estadual | RS | 1997 | CEA, VBC, Previ |
| AES Sul (CEE) | Estadual | RS | 1997 | AES |
| CPFL | Estadual | SP | 1997 | VBC, Previ, Fundação Cesp |
| Enersul | Estadual | MS | 1997 | Escelsa |
| Cemat | Estadual | MT | 1997 | Grupo Rede, Inepar |
| Energipe | Estadual | SE | 1997 | Cataguases, Uptick |
| Cosern | Estadual | RN | 1997 | Coelba, Guaraniana, Uptick |
| Cachoeira Dourada | Estadual | GO | 1997 | Endesa, Edegel |
| Coelce | Estadual | CE | 1998 | Enersis, Chilectra, Endesa, Cerj |
| Metropolitana (Eletropaulo) | Estadual | SP | 1998 | Light |
| Bandeirantes (Eletropaulo) | Estadual | SP | 1998 | EDP, CPFL |
| Elektro (Eletropaulo) | Estadual | SP | 1998 | Enron |
| Celpa | Estadual | SP | 1998 | Grupo Rede, Inepar |
| Borborema | Estadual | PB | 1999 | Cataguases-Leopoldina |
| Celpe | Estadual | PE | 2000 | Iberdrola, Previ |
| Cemar | Estadual | MA | 2000 | PPL |

Fonte: adaptado de Pinguelli (2001).

Entre os grupos estrangeiros que passaram a atuar no setor elétrico brasileiro, após o processo de reestruturação patrimonial, destacam-se a Eletricité de France (EDF), as norte-americanas AES Corporation, a Duke Energy e Enron, as espanholas Empresa Nacional de Eletricidad (Endesa) e Iberdrola, a Eletricidade de Portugal (EDP) e a belga Tractebel (**Quadro 4.2**).

Após os processos de privatização, o grupo Eletrobrás manteve o controle de grande parte da capacidade de geração de energia elétrica do país, em virtude das dificuldades políticas e institucionais que impediram o governo a levar adiante os planos de privatização de Furnas, Chesf e Eletronorte. O processo de desestatização das geradoras federais, iniciado com a venda da Gerasul em 1998, praticamente estancou no ano seguinte, quando os planos de privatização foram confrontados pela crise cambial e por mudanças no cenário interno e externo.

**Quadro 4. 2 - Principais grupos estrangeiros no setor elétrico brasileiro em agosto de 2000**

| Grupo | País de Origem | Empresas |
|---|---|---|
| AES | Estados Unidos | AES-Sul, Tietê, Metropolitana, Light, Cemig |
| Enron | Estados Unidos | Elektro |
| Southern | Estados Unidos | Cemig |
| Duke | Estados Unidos | Paranapanema |
| Alliant (ex- Hudson) | Estados Unidos | Light, Cataguazes-Leopoldina |
| El Paso | Estados Unidos | Gerador independente |
| Citibank | Estados Unidos | Escelsa |
| EDF | França | Light, Metropolitana |
| Tractebel | Bélgica | Gerasul |
| Endesa | Espanha | Cerj, Coelce |
| Enersis (Endesa) | Espanha | Cerj, Coelce |
| Iberdrola | Espanha | Celpe, Coelba, Guaraniana |
| EDP | Portugal | Bandeirantes, Cerj |
| Endesa | Chile/Espanha | Cachoeira Dourada |
| Chilectra (Enersis) | Chile/Espanha | Cerj |

Fonte: Pinguelli (2001)

A privatização de Furnas, da Chesf e da Eletronorte, considerada essencial para o funcionamento do novo modelo setorial, passou a sofrer a oposição de parlamentares pertencentes à própria base de apoio do governo e de políticos de expressão nacional, como Itamar Franco, eleito governador de Minas Gerais. O ex-presidente chegou a mobilizar a Polícia Militar estadual para defender a usina de Furnas contra sua pretendida privatização. A crise energética de 2001 inviabilizou em definitivo os planos da equipe econômica de FHC para a reestruturação e venda das empresas (CACHAPUZ *et al*., 2006).

As reformas institucionais e as privatizações na década de 1990, entretanto, acarretaram em mudanças no perfil da Eletrobrás como companhia *holding*. As duas distribuidoras federais privatizadas, Escelsa e Light, deixaram de pertencer ao quadro de suas subsidiárias. A Eletrosul permaneceu como subsidiária, na condição de empresa exclusivamente transmissora, mudando sua denominação para Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil. A geradora, oriunda da cisão da Eletrosul, Gerasul, foi privatizada em 1998.

**Quadro 4. 3 - Empresas elétricas geradoras privatizadas e seus compradores**

| Empresa | Propriedade | Estado | Ano | Compradores |
|---|---|---|---|---|
| Gerasul (Eletrosul) | Federal | RS | 1998 | Tractebel |
| Tietê (Cesp) | Estadual | SP | 1999 | AES, Gerasul |
| Paranapanema (Cesp) | Estadual | SP | 1999 | DUKE |

Fonte: Pinguelli (2001)

Por outro lado, a Eletrobrás passou a contar com três novas subsidiárias: a Lightpar, criada em 1995 para administrar a participação acionária da *holding* nas empresas paulistas oriundas da cisão da antiga Eletropaulo; a Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear), constituída em 1997 em decorrência da cisão do segmento nuclear de Furnas e sua fusão com a Nuclebrás Engenharia (Nuclen); e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE).

Em 2002, a Eletrobrás contava com sete subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletronorte (geração e transmissão) Eletronuclear (geração), CGTEE (geração), Eletrosul (transmissão) e Lightpar (empresa de participações). Além de principal acionista dessas empresas, a Eletrobrás detinha metade do capital da Itaipu Binacional. A *holding* também atuava na área de distribuição, por meio das cinco concessionárias federalizadas (Ceal, Cepisa, Ceron, Eletroacre e Ceam) e da Manaus Energia e Boa Vista Energia, subsidiárias integrais da Eletronorte.

De acordo com os Miranda e Tavares (1999), as privatizações criaram não apenas novas áreas de negócios com retornos financeiros imediatos ou potenciais, mas, sobretudo, proporcionaram possibilidades de valorização patrimonial. É o caso dos grupos de construção civil, que diversificaram para petroquímica e para serviços de infraestrutura a partir da concessão de atividades até então estatais, caso do grupo Vicunha, para a qual a compra da CSN permitiu sua entrada em ferrovias, portos e energia.

> Do ponto de vista dos negócios, não se trata mais de ocupar espaços vazios, onde era baixo o nível de concorrência [como no período desenvolvimentista – NA]; objetivava-se realizar bons negócios com sócios escolhidos nas privatizações e associar-se em poucos setores altamente rentáveis, basicamente na produção de não-comerciáveis. Não se trata de setores de baixa densidade de capital, em que os investimentos possam ser financiados por uma única empresa nacional; ao contrário, requerem associações ou consórcios com grupos nacionais e estrangeiros. Dessa forma, da perspectiva da valorização patrimonial, constituem-se operações de centralização de capital alicerçadas em financiamento público subsidiado (BNDES) e captações internacionais por bancos nacionais e estrangeiros hedgeadas por títulos públicos cambiais (MIRANDA E TAVARES, 1999, p. 339).

Com relação à diversificação produtiva dos grupos industriais como resultante da reestruturação patrimonial da década de 1990, destacam-se os seguintes movimentos: entre os 30 maiores grupos brasileiros, 13 deles (Klabin, Ripasa, Sadia, Perdigão, Gerdau, Belgo-Mineira, CSN, Usiminas, Acesita, Votorantim, Suzano, Hering e Villares), tinham em 1998 seu *corebusiness* em *commodities.* Já os grupos com origem e principal atuação em setores não-commoditizados expandiram para a produção em *commodities,* a exemplo de Mariani, Odebrecht, Vicunha, Ultra, Ipiranga, entre outros[71] (MIRANDA E TAVARES, 1999).

Ressalta-se no período o significativo aumento da atração da atividade industrial brasileira para a área de *commodities*, expandindo-se os maiores grupos por meio da compra de grupos menores ou processos de privatização da siderurgia, da petroquímica e da extração de minério, o que evidencia um movimento diferente das fases anteriores, pois nesta há uma concentração de capital industrial em setores de menor valor agregado. Os grupos brasileiros que operavam tradicionalmente nos setores de bens de capital, eletrônica profissional, entretenimento e construção civil pesada, ou que constituíram conglomerados financeiros, passaram por redefinições drásticas em suas estratégias seja pela nova inserção internacional do país, seja pelos processos de privatização e concessão de serviços das estatais. O setor elétrico destaca-se como um espaço ocupado por esses grupos a partir da reestruturação patrimonial.

Miranda e Tavares (1999) afirmam que os grandes grupos de construção civil pesada tiveram uma atuação diferenciada no processo de reestruturação patrimonial, o que expressa a atuação desses grupos no setor. Além dos dois grupos mais importantes (Construtora Odebrecht e Camargo Corrêa) passarem a atuar fortemente no exterior desde os anos de 1980, a partir de suas especializações em construção civil, serviços de engenharia e montagem industrial e com a realização de associações e *joint ventures* com grupos estrangeiros, participando de concorrências internacionais, esses grupos, até então especializados, iniciaram movimentos de diversificação conglomerada, seja em direção à produção de *commodities* petroquímicas (por exemplo, o grupo Odebrecht, a partir da Braskem), seja

[71] Expressa esse processo a compra da Companhia Petroquímica do Nordeste, trazida pela reportagem da Folha de São Paulo, de 26 de julho de 2001, disponível em http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2607200123.htm. Acesso em julho de 2015.

aproveitando as concessões públicas de serviços de infraestrutura, como estradas, sistema de saneamento, portos, etc.

Pinguelli (2001) ressalta o caráter especulativo a que foi submetido o setor elétrico com as privatizações. Quando da promulgação da lei das concessões houve euforia nos meios financeiros interessados nas oportunidades de negócios, como mostrou uma matéria no Jornal do Brasil:

> O melhor negócio do fim do século: venda do setor elétrico abre caminho para bancos ganharem US$ 6,4 bilhões. O último grande negócio deste fim de século na América Latina promete atrair as atenções de todo o mundo para o Brasil. Trata-se de um patrimônio de US$ 80 bilhões que vai ser posto a venda por conta da nova lei das concessões do setor público. O maior filão do empreendimento está concentrado nas estatais de eletricidade (...) "O setor elétrico brasileiro é um dos mais atrativos do mundo", diz, em Nova York, Alfredo Viega, da Salomon Brothers. Em Wall Street, a máxima ensina que quanto mais em frangalhos estiver uma companhia, melhor são as chances de lucros no futuro. Desde, é obvio, que o mercado consumidor seja bastante promissor. A regra é simples: compra-se a um preço baixo, reformula-se completamente o figurino, reduzindo as estruturas e demitindo pessoal, e depois anuncia-se a venda. "O potencial de lucro depois da reorganização é maior", afirma Viega, retratando no melhor estilo a figura do predador de companhias. Esse potencial dos estrangeiros naturalmente já foi detectado pelos bancos de investimento daqui. "Eles estão interessados em todo o jogo (...) quando eles decidirem investir no Brasil, espero que se lembrem de procurar o Pactual", diz Luiz César Fernandes, presidente da Pactual (...) (Jornal do Brasil, 9 de janeiro de 1995 *apud*, PINGUELLI, 2001, p. 125-6).

Pode-se constatar que alguns grupos que se associaram no processo de privatização relacionam-se às frações de capital financeiro e industrial voltados à mineração e à construção civil, obedecendo ao padrão de acumulação que predominou a partir da década de 1990, correspondendo à quinta fase da inserção do país na dinâmica de acumulação.

Após as privatizações, o setor elétrico brasileiro ilustra o movimento de diversificação a que Miranda e Tavares (1999) se referem, com a entrada de grupos como Votorantim, Bradesco, Camargo Correa, entre outros[72]. Os anos 2000 irão revelar um aprofundamento desse processo como será mostrado nos capítulos 6 e 7.

---

[72] Pinguelli (2001) lista alguns dos grupos nacionais e associados que passaram a atuar no setor elétrico após as privatizações: 135 Participações – EDP e Opportunity; VBC – Votorantim, Bradesco, Camargo Correa; Antônio Emínio de Moraes e Sócios; Siderurgia Barra Mansa, Antônio Emínio de Moraes; Votorantim Energia; CBA, Antônio Emínio de Moraes; Hejoassu; Bradespar; Bradesplan; Paiol – Bradesco; Fundação Bradesco; Cidade de Deus, Banco Bradesco; Nova Cidade de Deus, Bradesco; Lázaro Brandão e diretores do Bradesco; Elo, Bradesco; Camargo Correia; Dirce Camargo Penteado; Morro Velho, Camargo Penteado; Denerge, Jorge Queiroz; Jorge Queiroz; Vale Paranapanema; Iven, Opportunity; Inepar; Fundo BB; Calibre, Opportunity e Citibank; Cataguases-Leopoldina; Gipar, Ivan Botelho; Multisetor, Ivan Botelho; Magistra, Iven; Bonaire, Icatu.

É no bojo do processo de diversificação da década de 1990 que se encontra o papel desempenhado pelo BNDES na reconfiguração do setor elétrico e na privatização das empresas estatais concedendo empréstimos a grupos nacionais e estrangeiros para a desestatização setorial e a formação de consórcios. Miranda e Tavares (1999) afirmam que, pela primeira vez, o Estado tentaria articular por meio do processo de privatizações a associação orgânica entre o grande capital nacional, empresas e bancos estrangeiros.

> O *upgrading* do capital nacional far-se-ia diretamente à custa do patrimônio das estatais. E associação dos capitais nacionais e estrangeiros não se faria mais pela plena divisão do trabalho dentro das cadeias industriais metal-mecânica, eletroeletrônica e petroquímica, como ocorrera no Plano de Metas ou II PND, mas, sobretudo, no *hardcore* dos setores de energia e telecomunicações. Nessa grande operação de consolidação do grande capital nacional, participaram, a princípio, os grandes empresários da indústria, da construção civil e das finanças, que teriam o Estado, por intermédio da organização dos leilões de privatização pelo BNDES, como árbitro desse novo processo de *escolha dos vencedores* (MIRANDA E TAVARES, 1999, p. 339, grifo nosso).

Os autores destacam que nos anos anteriores às privatizações, as estatais haviam feito avanços tecnológicos e de capacidade produtiva significativos, integrando física e operacionalmente os sistemas de energia elétrica e telecomunicações. Essa expansão tinha por objetivo criar externalidades importantes para as áreas privadas de entretenimento e automação bancária e representava garantia de demanda para as indústrias de eletrônica profissional e bens de capital por encomenda, as áreas líderes da expansão capitalista mais recente.

Por esse aspecto, Miranda e Tavares (1999) afirmam que a decisão de privatizar para grupos independentes e sem compromisso com a articulação territorial dos sistemas nacionais de energia elétrica e telecomunicações desestruturou sinergias importantes e potenciais que permitiriam um novo ciclo de crescimento acoplado a um patamar tecnológico mais avançado. Tal posição converge com aquela de Sauer (2002) com respeito à falta de articulação do processo de privatização do setor produtivo estatal a um projeto de industrialização e mesmo de desenvolvimento regional.

Mesmo a política de privatizações da infraestrutura poderia representar uma oportunidade única para o Estado incentivar o maior porte dos grupos nacionais, promovendo a valorização patrimonial de seus ativos, intermediando financiamento

externo e interno através de empréstimos do BNDES e da participação dos fundos estatais de pensão, organizando as operações de avaliação do patrimônio público e os leilões de venda na bolsa de valores (MIRANDA E TAVARES, 1999).

Uma vez que em tese o Estado poderia estabelecer as regras de conduta e as normas de funcionamento para esses sistemas, intermediando e dando aval aos financiamentos externos para a compra das estatais, atraindo fundos de pensão, poderia também ter orientado uma operação de reestruturação e centralização de capital que fortalecesse alguns grupos privados nacionais, operando sua articulação com o capital bancário nacional e internacional, capaz de fazer avançar o capitalismo brasileiro para uma nova etapa. Poderia ainda tornar-se um Estado-regulador, capaz de normatizar e regulamentar a conduta das empresas nos setores privatizados, de forma a garantir a integridade física e operacional dos sistemas de telecomunicações e energia.

> (...) essa operação de 'escolha de vencedores' pela ação direta do Estado em flagrante contraste com a ideologia liberal reinante não resultou a contento. A diversidade de interesses políticos internos a compatibilizar a exiguidade de *funding* de vários grupos nacionais e internacionais escolhidos, a elevação da concorrência oligopolista internacional nos setores de telecomunicações e financeiro e a fragilidade do balanço de pagamentos brasileiro condicionaram o progressivo esfacelamento do projeto inicial (MIRANDA E TAVARES, 1999, p. 340).

Com relação ao balanço de pagamentos, os autores afirmam que a entrada líquida de capital não só resultou insuficiente para a ampliação requerida de capacidade, como proporcionou, a curto prazo, um aumento nas remessas de lucro para o exterior; no médio prazo, por se tratar de aquisições de setores de não-comerciáveis – como o setor elétrico – as remessas de lucro e as importações de equipamentos e componentes tenderiam a aprofundar a deterioração da conta de transações correntes para o exterior.

Por outro lado, uma vez que grande parte das privatizações de telecomunicações e energia foi realizada antes que o Estado-produtor se convertesse em Estado-regulador, correr-se-ia o risco de esfacelamento da integridade operacional de ambos os setores. Assim, apesar da atuação de diversos grupos no setor após as privatizações, tais investimentos na década de 1990 não significaram expansão da oferta energética na escala necessária, como ficou revelada pelo racionamento energético de 2001.

O que se verifica é que as políticas estatais – privatizações, oferta de crédito do BNDES e o marco regulatório em prol dos capitais privados, entre outras – consolidaram os interesses das frações de capital do bloco no poder, direcionado pela fração financeira, hegemônica no neoliberalismo, e apoiado pelas frações de capital industrial e de serviços vinculados à inserção internacional regressiva, de bens primários e semi-manufaturados. No caso do setor elétrico, ao não articular tais interesses com a necessidade de promover a provisão de energia (insumo e capital fixo) necessária à acumulação, garantiu os ganhos de capitais individuais, porém comprometeu os interesses de longo prazo do capital em geral. Tal aspecto fica evidente com a crise de 2001, que viria a contribuir para o questionamento da dominação econômica do bloco no poder e fomentar a possibilidade de um rearranjo das frações de classe no aparelho de Estado, o que se confirma com as eleições de 2003, com novas propostas para a condução do setor elétrico brasileiro.

**Considerações do capítulo**

O setor elétrico brasileiro, enquanto ramo da ação do Estado, foi conduzido de maneira a tornar-se alvo da reestruturação do Estado brasileiro, na década de 1990, na esteira das reformas neoliberais, condizentes com os ditames das frações de capital que se tornaram hegemônicas na nova fase da inserção brasileira à dinâmica global de acumulação, o capital financeiro e na esfera produtiva, as frações de capital relacionados ao setor primário-exportador e semi-manufaturados. Ainda que tenham ocorrido disputas quanto ao projeto que deveria ser seguido para o setor elétrico, prevaleceu aquele que atenderia os ditames do processo de acumulação em curso, sob a dominância financeira.

Para a implementação bem-sucedida do projeto neoliberal, o Estado foi de crucial importância ao promover a desregulamentação de marcos regulatórios, reformas constitucionais, disponibilizar recursos financeiros via bancos públicos e ativos públicos a se tornarem espaços de acumulação de capital.

No caso do setor elétrico, as reformas permitiram que a geração de energia se tornasse um ativo mercantil, atraindo *players* nacionais e internacionais. Como consequência, o setor elétrico passou tanto pela privatização quanto pela desnacionalização, aspecto mais relacionado a justificativas ideológicas referentes à supremacia de mercado, do que a uma incapacidade do Estado em promover a atividade setorial.

Em decorrência da desarticulação entre o projeto a ser implementado e as características sócio-técnicas do setor elétrico brasileiro, as reformas setoriais da década de 1990, se mostraram fracassadas com a ocorrência do racionamento de energia elétrica em 2001, o que fez com que este setor entrasse na pauta do debate político para a superação da crise, aspecto alcançado a partir de 2004, o que será analisado no Capítulo 5.

# CAPÍTULO 5. O MARCO REGULATÓRIO DE 2004: NOVAS ARTICULAÇÕES ENTRE ESTADO E CAPITAL PRIVADO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A crise de racionamento que acometeu o país em 2001 teve relação com o modo como foi conduzida a reforma setorial na década de 1990, que priorizou o caráter privado dos investimentos, e o planejamento indicativo e obediente às leis de mercado. Após o racionamento e em decorrência da proximidade com a eleição presidencial, o setor elétrico brasileiro passou a ser alvo de disputas quanto a sua condução.

As alterações com relação ao marco regulatório do setor elétrico brasileiro decorreram das leis 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, que estabeleceram a retomada do planejamento estatal de longo prazo e os investimentos em um modelo que viabilizaria as parcerias público-privadas na geração de energia elétrica, de modo a permitir a retomada da atuação das empresas estatais na expansão setorial, em contraposição ao resultante da reforma da década de 1990, aspectos a serem apresentados por este capítulo.

A primeira seção trata dos antecedentes da reforma setorial, que partiu do diagnóstico das razões do racionamento de energia elétrica no país e estabeleceu propostas para as alterações legais e institucionais. A segunda seção apresenta o marco regulatório estabelecido em 2004, as instituições criadas e o modo de atuação dos agentes setoriais a partir das alterações. Destaca-se a retomada da atuação do Estado em termos de planejamento setorial de longo prazo, que passa a ser atributo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE; e a dinâmica dos leilões de energia elétrica.

A terceira seção analisa a nova forma de atuação das empresas estatais, que na década de 1990 foram impedidas de investir e, a partir da reforma do marco regulatório setorial, passaram a ser centrais para o processo de expansão da geração de energia elétrica no Brasil, como poderá ser verificado no capítulo 6. A quarta seção traz um balanço referente à reforma setorial de 2004, ao completar dez anos.

## 5.1. Antecedentes da Reforma Setorial de 2004

Em decorrência do racionamento ocorrido em 2001 e do diagnóstico de que o mesmo estaria relacionado à gestão do setor elétrico após a reforma setorial da

década de 1990, que priorizou a maior participação de empresas privadas na área de geração e impediu os investimentos das empresas estatais, o setor elétrico brasileiro é alvo e arena de intensos debates políticos no sentido da necessidade de se alterar o marco regulatório vigente. O tema fora discutido ainda no processo eleitoral, que daria vitória a Luís Inácio Lula da Silva, do Partido dos Trabalhadores (PT), em 2002.

Conforme Castro (2004), apesar da necessidade de manter e aprofundar a política macroeconômica ortodoxa adotada, dada a necessidade de financiar déficits em balanço de pagamentos e rolar dívidas, o entendimento era de que o modelo de gestão do setor elétrico brasileiro não poderia continuar submetido às diretrizes de tal política. Seria necessário reformulá-lo, uma vez que a reforma da década de 1990 havia acarretado em uma crise de oferta que impusera ao país um racionamento compulsório de 20% na demanda total de eletricidade, sendo o mesmo responsável pela redução de 2% do PIB.

O autor destaca que a principal herança a ser revista era o marco regulatório e o processo de privatização do setor elétrico implementado pelo governo Fernando Henrique Cardoso (1994-1998; 1999-2002). De acordo com Castro (2004),

> Não se está questionando a privatização em si, mas a maneira como foi realizada. A privatização tinha como prioridade central a maximização do valor de venda das empresas privatizadas. A lógica do modelo de privatização ficou assim subordinada aos acordos com o FMI, que fixavam a geração de elevados superávits fiscais primários. Para atingir este objetivo nos leilões de privatização foram oferecidas inúmeras vantagens desde linhas de créditos públicos para financiar os vencedores até contratos de concessão que possibilitaram aumentos das tarifas bem acima dos índices inflacionários. Nesta lógica macroeconômica, pelo lado do corte das despesas, ocorreu, possivelmente, o equívoco maior: *foram restringidos os investimentos das empresas geradoras públicas.* Elas eram (...) responsáveis pela oferta de cerca de 90% de toda energia elétrica do país. Assim, a privatização, que priorizou as empresas distribuidoras, vendidas a valores muito elevados, não conseguiu ampliar a capacidade geradora instalada (CASTRO, 2004, p.1, grifo nosso).

Os leilões estabelecidos pelo marco regulatório dos anos de 1990 se basearam na concessão onerosa, saindo vencedor aquele agente que ofertasse o maior valor. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) teve papel central no processo de privatização setorial ao financiar grupos privados, inclusive estrangeiros, para adquirirem empresas estatais, que foram proibidas de investir, assim como proibidas de serem financiadas pelo banco estatal. O contingenciamento das estatais se deu no âmbito do controle do déficit público, uma vez que contribuíam

para que fossem atingidas as metas de redução do déficit de forma direta, ao distribuírem lucros, e de forma indireta, ao serem incorporadas no cálculo global das contas públicas (ESPÓSITO, 2012).

A paralisia dos investimentos da Eletrobrás e das demais estatais não foi suprida pela iniciativa privada, já que a expectativa era de compra dos ativos existentes, em vez de investimentos em novos (*greenfields*) de maior risco associado ao processo de implantação. Apesar de novas outorgas de concessão de hidroeletricidade terem ocorrido, sendo esta a principal fonte de energia, as mesmas não foram concluídas. A justificativa seria a desarticulação entre os marcos institucionais do setor elétrico e os marcos socioambientais associados ao licenciamento. Assim, muitas usinas hidrelétricas foram licitadas sem mesmo terem o licenciamento prévio, o que inviabilizou sua execução.

Amaral Filho (2007) afirma que o racionamento teve como principais causas a desmontagem e o desaparelhamento do sistema de planejamento e a emergência de novos agentes com estratégias de gestão distintas, vinculadas aos interesses geopolíticos e econômicos de suas matrizes, localizadas em outros países, desarticuladas com a provisão de energia compatível com a demanda interna. Nesse sentido, a reformulação pretendida para o marco regulatório, e que foi realizada em 2004, teria como principais fundamentos a necessidade de retomar o planejamento por parte do Estado como uma atividade permanente e sequencial; e a licitação de novos empreendimentos.

De acordo com D'Araújo (2009), após o maior racionamento já registrado "sem causas extraordinárias", era esperado uma mudança total nos aspectos estruturais que se mostraram causadores da crise, que havia se tornado o aspecto emblemático das diferenças políticas entre o novo governo – de oposição – e o anterior. D'Araújo (2009) afirma, entretanto, que o governo Lula manteve o modelo de base mercantil, alterando apenas alguns pontos, o que justificaria a continuação de problemas estruturais.

Após a crise setorial, parte da equipe técnica do setor elétrico e acadêmicos contrários ao processo de privatização e reforma setorial ocorridos no governo FHC, organizaram-se em sindicatos e organizações não-governamentais para denunciar os problemas do marco regulatório resultante da década de 1990.

D'Araújo (2009) afirma que

> (...) as forças políticas então denominadas “de esquerda”, tendo sido sempre contrárias à privatização de empresas que consideravam estratégicas, ampliavam as possibilidades de assumirem o poder. Assim, a aliança entre a visão puramente política e a visão de política energética passou a ser um encontro de ideias e interesses (D’ARAÚJO, 2009, p. 190).

Como consequência dessa coalizão de forças, a união de diferentes setores da sociedade contrária ao modelo mercantil postergou os conflitos de visões dentro do grupo, que queria a alteração do marco regulatório, mas que nem por isso era homogêneo quanto aos caminhos que deveriam ser tomados, aspectos que só viriam a ficar claros quando da implementação da “reforma da reforma” pelo novo governo.

Dado o contexto eleitoral, a crise energética foi um dos temas da campanha presidencial de 2002, vencida pelo oposicionista Luís Inácio Lula da Silva, do Partido dos Trabalhadores (PT). O Instituto Cidadania, vinculado ao Partido dos Trabalhadores (PT), promoveu diversas reuniões com técnicos, mesmo aqueles sem vinculações partidárias, que apontaram os erros do modelo mercantil. As linhas do programa de governo do candidato de oposição para o setor de energia elétrica foram esboçadas em abril de 2002, em documento do Instituto Cidadania, elaborado sob coordenação do Professor Luís Pinguelli Rosa, COPPE/UFRJ.

Intitulado “Diretrizes e Linhas de ação para o setor elétrico”, o documento postulava uma revisão profunda do modelo institucional do setor, propondo, entre outros pontos, a substituição do regime de produtores independentes pelo de concessão pública no caso das hidrelétricas de grande porte e o restabelecimento do planejamento centralizado da expansão. As licitações de novas usinas, nas quais participariam agentes estatais e privados, teriam por base o sistema de menor tarifa, em substituição ao de concessão onerosa.

Segundo o documento, a crise energética de 2001 teria demonstrado o fracasso do modelo de sistema elétrico desregulamentado e entregue às forças de mercado. Seus autores preconizavam um regime de convivência entre as empresas públicas e privadas, defendendo, porém, a suspensão das privatizações e a retomada dos investimentos pelas estatais. O documento também salientou a vantagem comparativa do Brasil em hidrelétricas, por dispor de abundantes potenciais hidráulicos para geração de energia elétrica a custos inferiores à média dos praticados internacionalmente, propondo para a geração térmica um papel complementar e de reserva para períodos de seca. Defendia ainda, o restabelecimento do sistema de

tarifas pelo regime do custo do serviço e a prorrogação dos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras (CACHAPUZ *et al*., 2006).

A equipe do estudo, coordenado pelo Professor Luiz Pinguelli Rosa, foi muito ampla e contou com políticos, representantes de movimentos sociais, sindicalistas, universitários, o que revela os diferentes grupos sociais envolvidos no debate e críticos às reformas setoriais da década de 1990, conforme mostram os quadros a seguir.

**Quadro 5. 1 - Autores do estudo "Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro"**

| |
|---|
| Luiz Pinguelli Rosa – Coordenador do Estudo/COPPE |
| Carlos Augusto Kirschner - engenheiro eletricista/Sindicato dos engenheiros de São Paulo |
| Dilma Rousseff - economista/ Secretária de Energia do Estado do Rio Grande do Sul |
| Ildo Sauer - Professor de pós-graduação em energia da Universidade de São Paulo |
| Ivo Pugnaloni - engenheiro e consultor de empresas |
| Joaquim Carvalho - engenheiro e consultor de empresas |
| Maurício Tolmasquim - engenheiro e economista/Professor da COPPE |
| Roberto Schaeffer - Professor da UFRJ |
| Sebastião Soares - consultor de empresas do setor |
| Agenor de Oliveira - administrador de empresas/ILUMINA |
| Roberto d'Araújo - engenheiro eletricista/ILUMINA |

Fonte: D'Araújo (2009)

**Quadro 5. 2 - Participantes dos debates**

| |
|---|
| Luís Inácio Lula da Silva - Partido dos Trabalhadores/Candidato à Presidência |
| Guido Mantega - Professor da Fundação Getúlio Vargas |
| Fernando Ferro – Deputado do Partido dos Trabalhadores |
| Jorge Bittar – Deputado do Partido dos Trabalhadores |
| Luciano Zica – Deputado do Partido dos Trabalhadores |
| Instituto de Estudos em Desenvolvimento Industrial/IEDI |
| Movimento dos Atingidos por Barragens/MAB |
| Federação Nacional dos Urbanitários |
| Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura |
| Sindicatos de trabalhadores do Setor Elétrico |

Fonte: D'Araújo (2009)

Os quadros permitem verificar certa pluralidade em torno do debate e elaboração do estudo, ainda que em termos de representação partidária predominasse o Partido dos Trabalhadores (PT), o que expressava o contexto eleitoral e as propostas oposicionistas. Mas, para além dos partidos, a participação de sindicatos, acadêmicos e organizações não-governamentais evidenciava o esforço de agentes relacionados ao setor elétrico e ao desempenho econômico em propor uma alternativa para o setor a ser buscada pela candidatura de oposição.

Destaca-se ainda que alguns dos participantes tornaram-se expoentes figuras do governo Lula, como se verifica em sua sucessora Dilma Rousseff, personagem importante na reforma setorial, ao assumir a pasta do Ministério de Minas e Energia, em 2004 e posteriormente, a Casa Civil, tendo papel relevante na condução de um dos programas mais importantes do governo Lula, o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC; Guido Mantega, que assumiu o Ministério do Planejamento e, posteriormente o Ministério da Fazenda do primeiro e segundo mandatos do Presidente Lula (2003-2006; 2007-2010); Luiz Pinguelli Rosa, que assumiu a Presidência da Eletrobrás, em 2003; e Maurício Tolmasquim que, desde 2004, é Presidente da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

D'Araújo afirma que a atividade de planejamento, indispensável para um sistema com as características do setor elétrico brasileiro, foi a maior vítima da ideia de "ineficiência do Estado e superioridade do setor privado", apregoada pelos formuladores liberais. Dentre as consequências do modelo privatizante, o Instituto Cidadania destacou os seguintes aspectos (D'ARAÚJO, 2009):

i) Os grupos privados, nacionais e estrangeiros, atraídos pela privatização, se limitaram a adquirir ativos das distribuidoras e de algumas geradoras importantes, mas não promoveram a expansão necessária da oferta de energia;

ii) As geradoras estatais, que dispunham de recursos, foram proibidas de investir, porque foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização e, também, devido à metodologia de elaboração das contas públicas imposta pelo acordo com o FMI;

iii) A obrigação de expansão deixou de existir, passando o planejamento a ser precário e meramente indicativo, tornando-se, por isso, muito indefinida a responsabilidade pelo aumento da oferta de energia; e

iv) O papel de atrair capitais foi transferido aos agentes, que mesmo na forma independente não compareceram na proporção devida.

O Instituto não propunha a reestatização das empresas privatizadas ou qualquer outra proposta mais radical, apenas indicava alguns problemas: incompatibilidade física dada pelo fato de a matriz elétrica ser predominantemente hidráulica e o modelo, formulado por uma consultoria inglesa, ter sido pensado a partir

do funcionamento da matriz térmica; primazia do mercado atacadista, que privilegiava as figuras dos comercializadores e consumidores livres; falta de compromisso com o longo prazo; predominância do regime jurídico de produção independente; necessidade de privatização não mais das empresas, mas da energia. O principal diagnóstico era o de que a eletricidade era um assunto estratégico para ser deixado sob a lógica dos mercados. Assim, aspecto essencial da nova proposta era *o* papel das empresas públicas.

As transformações que viriam por parte do governo Lula tinham como pressupostos: i) a necessidade de o setor público ser utilizado como instrumento para garantir a estabilidade da oferta de energia e ii) evitar a explosão tarifária, que comprometia inclusive as metas inflacionárias fixadas pelo Banco Central e a queda nas taxas de juros. Nesse sentido, o planejamento da expansão do setor elétrico deveria voltar a ser de responsabilidade direta de um organismo federal.

Na área de geração, as principais medidas envolveram: i) substituição da competição no mercado, pela competição pelo mercado; ii) participação de capitais privados, públicos ou mistos, ao invés da predominância privada; iii) o planejamento determinativo; iv) responsabilidade direta e pública dos geradores com a expansão; v) comercialização cooperativa e não competitiva; vi) contratos de longo prazo; vii) expansão otimizada, decisão central e conjunta; e viii) preços regulados definidos na licitação de cada usina, em competição por menor tarifa ou receita permitida (AMARAL FILHO, 2007).

Em contraposição ao modelo de concessão em que os leilões seriam vencidos pelas empresas que pagassem maior ágio sobre o preço teto do MWh, o grupo vencedor seria aquele que ofertasse as menores tarifas, sob a modalidade licitatória referente ao leilão de menor preço (CASTRO, 2004; CASTRO 2007).

Tais medidas nortearam a promulgação das leis 10.847 e 10.848, 15 de março de 2004, que estabeleceram o “Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico”.

### 5.2. O novo marco regulatório de 2004

O Novo Marco Regulatório passa a viger a partir da promulgação das leis 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004. Conforme Tolmasquim (2011),

> O novo modelo se diferencia dos anteriores por visar, ao mesmo tempo, a três princípios alvos do serviço público de eletricidade, quais sejam: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica. Para isso, quatro grandes medidas foram

> tomadas: criação de contratações e consequente modificação do modo de contratação de energia por parte das distribuidoras, retomada do planejamento no setor, criação de programas efetivos de universalização e reorganização institucional (TOLMASQUIM, 2011, p. 22).

As linhas gerais que norteariam a atuação do Ministério de Minas e Energia em torno da reforma do marco regulatório foram anunciadas pela então nomeada Ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, assim que o novo governo tomou posse, em janeiro de 2003. Em fevereiro do mesmo ano, foi editada a Portaria nº 40, criando o Grupo de Trabalho para elaborar a proposta de novo marco regulatório. O foco das discussões foi o Modelo de Comercialização de energia elétrica, tendo-se optado pelo Modelo de Contratação Multilateral de Geração[73] (TOLMASQUIM, 2011).

O Modelo de Contratação Multilateral estabelecia que não haveria uma empresa centralizadora das compras de energia, mas sim um *pool* de empresas, que uma vez licitados os empreendimentos de geração, assinariam contratos bilaterais com cada agente vencedor da licitação. Os agentes demandantes de energia seriam os responsáveis pelo pagamento da receita permitida, de forma proporcional à energia adquirida.

Uma vez que a defesa por parte dos estudos realizados pelo Instituto Cidadania era de que as licitações ocorressem por meio de concessões de serviço público tendo as estatais o papel central nos investimentos, não havendo a figura do produtor independente, um especialista do setor elétrico narra o período de negociação sobre o papel das empresas privadas a partir de uma visão distinta da defendida por Tolmasquim, evidenciando as fissuras no interior do aparelho de Estado e as pressões políticas que o governo recém-empossado sofreria em favor do Modelo de

[73] O outro seria o Modelo de Comprador Único, que na figura da Eletrobrás, firmaria contratos de longo prazo com os geradores e revenderia essa energia para as distribuidoras, ao preço médio de compra, na proporção dos respectivos mercados. O planejamento e a operação do sistema voltariam a ficar sob a responsabilidade da Eletrobrás e seria eliminado por completo o ambiente de livre contratação, com a extinção do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Tolmasquim (2011) destaca que não houve consenso entre os técnicos participantes do GT, e enquanto coordenador do grupo e em face das alternativas, sob os aspectos de riscos e responsabilidades, e também de eficiência, recomendou à Ministra a opção pelo Modelo de Contratação Multilateral, de maneira a abandonar a alternativa quanto a um único comprador de energia para revenda, ao preço médio, às distribuidoras. Uma das alegações para tal decisão foi a concentração de riscos na Eletrobrás, que, como responsável pelo *pool*, arcaria com a totalidade das garantias financeiras a serem fornecidas aos geradores contratados. O autor afirma que, de acordo com o mercado, a concentração de riscos em um único agente implicaria no o aumento do custo do financiamento da expansão e suas potenciais repercussões negativas sobre a modicidade tarifária.

Contratação Multilateral. Explicita-se na narrativa do especialista a influência de *lobbies* econômicos em torno do que seria o marco regulatório setorial.

> O governo, não só na área elétrica, fez um recuo geral, onde o marco principal, a clareza desse recuo foi a nomeação do Palocci [Antônio Palocci como Ministro da Fazenda] e do Meirelles [Henrique Meirelles, Presidente do Banco Central], que representam o neoliberalismo. O Palocci disfarçado (...); e o outro era um deputado eleito em Goiás pelo PSDB, ex-diretor Presidente de um banco norte-americano [Bank of Boston] e declaradamente uma pessoa entre o puro neoliberalismo e uma posição direitista. E foi incorporado em uma posição central da economia que é o Banco Central. (...) O Lula é um cara inteligente e ele avaliou, com uma certa base, que não havia condição de governar, havia grande ameaça, ele ia entrar em uma situação de enfrentamento que não é o estilo dele, não é o plano político dele. Então ele resolveu "dar o ouro para os bandidos" para salvar o governo, preservando certos objetivos, particularmente esses sociais, que ele cumpriu, melhorou um pouco a vida dos mais pobres. Isso é inegável (...) o que é muito claro no setor financeiro, os bancos nunca ganharam tanto dinheiro no Brasil, até foi aumentado o superávit primário. E nisso tudo (...) o que menos importa é o setor elétrico. O setor elétrico já ganhou uma grande importância política por causa do racionamento de 2001. O Lula tinha entendido isso e participou das reuniões do grupo de trabalho do Instituto Cidadania que fez um plano para o setor elétrico (...). Teoricamente a gente estava fazendo um plano dentro daquela visão das coisas, que é mais ou menos nacional desenvolvimentista com algumas componentes socialistas, o princípio do serviço público, coisas desse tipo. Mas logo que o Lula ganhou a eleição, em uma reunião em Brasília, na Câmara dos Deputados, ficou claro que havia uma mudança. Tinha ficado claro antes, (...) em uma reunião na associação brasileira das indústrias [Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústrias de Base – ABDIB] (...) uma associação sediada em São Paulo, de grandes indústrias, que inclui energia (...) eu ia coordenar a reunião e na última hora o Lula me botou em outra reunião no Rio. (...) Uma no Rio e outra em São Paulo (...) então eu fui do Rio para São Paulo, cheguei muito atrasado e para minha surpresa encontrei o Palocci coordenando a reunião (...) e notei (...) que havia uma posição de confronto de ideias, que àquela altura a eleição do Lula se configurava e todos os setores estavam tentando alguma relação com ele (...) A pessoa que fazia o papel de segunda do Palocci, a Clara A* (...) "interceptou" [o grupo do Instituto Cidadania] (...) 'vocês façam o favor de ouvir mais do que falar. O Palocci vai participar'. O Palocci já apareceu com o cara [José Marques, diretor da ABDIB] (...) Entendia-se que não era para defender a nossa proposta e sim ouvir a proposta deles (...). Isso já foi um sinal. (...). E muito depois, a vitória do Lula ocorrida, nessa reunião da Câmara tinha uma questão fundamental. Chamava-se descontratação. As empresas federais tinham contrato com as empresas distribuidoras, que naquela época já estavam várias delas privatizadas (...). Nessa reunião da Câmara revelou-se essa maluquice [descontratação]. O Palocci não ficou na reunião (...) e quem coordenava a reunião era o deputado Z* (...) ele era petroleiro da refinaria de Campinas, a base eleitoral dele era Campinas. Ele tinha grande articulação política na área de energia [estavam presentes na reunião da Câmara o grupo do Instituto Cidadania]. (...) Mas sei bem dessa história do Palocci (...) a questão clara foi a descontratação. Havia uma porção de coisas, era uma medida provisória que o Fernando Henrique entregou depois da vitória do Lula e antes da posse ao PT a decisão sobre o que fazer na votação para se transformar em lei no Congresso. Então o Palocci ficava no gabinete e o [Deputado] Z* com a gente (...) para a minha surpresa ali a Dilma ficou em uma posição oposta a nós e quem brigou muito com ela foi o R* (...) ele ficou tentando convencer a Dilma de que não podia ficar a descontratação

> que já estava na medida provisória. Tinham que derrubar aquilo, porque aquilo ia cria problema para as empresas, como criou de fato. (...) Ela mudou de ideia (...) o Palocci não veio nunca na reunião, o Z* ia e voltava [após Palocci ser questionado por Z* sobre retirar a descontratação] 'o Palocci achou melhor não mudar nada na medida provisória, melhor deixar como está'. Depois já no governo ficou muito conflitual (...) interrompeu as privatizações, isso é verdade, algumas coisas foram possíveis de serem feitas, mas ficou pela metade (Depoimento de especialista do setor elétrico participante do processo da reforma de 2004)[74].

A longa passagem expressa os conflitos de interesses que permeavam o projeto de governo que buscava se legitimar ainda no período eleitoral, junto a setores capitalistas chaves, ao mesmo tempo em que esses setores intentavam preservar seus interesses e posições no poder político que iria emergir das eleições.

No caso do setor elétrico, de um lado, estava o grupo que havia se constituído no âmbito do Instituto Cidadania e expressava a base de sustentação do Partido dos Trabalhadores (PT) enquanto alternativa às propostas neoliberais e, de outro, o empresariado industrial, que na figura patronal da Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústria de Base (Abdib), enquanto força econômica e política relevante, colocava para o provável novo governo suas demandas. José Augusto Marques, citado na fala do especialista, é referido como uma das figuras chave para a entrada do capital privado no setor de infraestrutura. Ele assumiu a Abdib em 1995, depois de trabalhar 31 anos na multinacional suíça Asea Brow Bovery (ABB), sendo o primeiro oriundo de uma multinacional a ocupar o cargo (ABB, 2016).

Sua atuação na Abdib foi simultânea às reformas institucionais com base na lei de concessões, que alterou profundamente o ambiente institucional do setor de infraestrutura. Conforme o sítio eletrônico da ABB, "ciente da incapacidade de investimento do Estado, ele foi um dos indutores da maciça entrada do capital privado". É em sua gestão que a instituição de classe incorporou a área de infraetrutura. As demandas desse setor foram incorporadas ao novo governo eleito, evidenciando o caráter relacional do aparelho de Estado enquanto uma condensação material de relações de forças entre classes.

Havia ainda o fato de o Partido dos Trabalhadores não representar a classe dominante, de modo que a sua chegada ao poder não significaria um arrefecimento do poder da burguesia nas decisões de Estado. Sendo um estado capitalista, as

[74] Os nomes mencionados, não sendo referências a pessoas públicas, foram omitidos.

decisões sempre cumprem de maneira direta ou indireta o poder de classe da burguesia.

No caso especificamente analisado, trata-se da adequação conflituosa do projeto político de um partido, cuja origem não é burguesa, às determinações dos interesses da classe dominante. Nesse sentido, as ações de Estado iriam expressar os interesses dessa classe, ainda que os dirigentes não fossem originários da mesma.

Como coloca Poulantzas ([1979)2013], na estrutura material do Estado estão presentes os mecanismos internos de reprodução da dominação-subordinação, que mantêm a presença de classes dominadas no seio do Estado, sem superar sua subordinação. Mesmo no caso de uma mudança nas relações de força e de uma modificação do poder de Estado em favor das classes populares, o Estado tende, em maior ou menor tempo, a reestabelecer, às vezes sob nova forma, a relação de força em favor da burguesia. As classes populares sempre estiveram presentes no Estado, sem que isso tenha mudado qualquer coisa no núcleo duro do Estado. O autor afirma que, ainda que a ação das classes populares no seio do Estado seja condição necessária para a transformação nas relações de força em seu favor, não é suficiente para alterar as estruturas básicas do poder.

Por esse aspecto, ainda que o Partido dos Trabalhadores alcançasse a alta cúpula do governo, isso não seria suficiente para alterar a natureza do Estado, que manteria e reproduziria estruturalmente, o poder burguês. Mais ainda, no caso do grupo em questão, o PT, tem-se a abdicação total ou parcial da tentativa de se alterar as relações de força apoiando-se no apoio das massas a medidas mais avançadas, ainda que preservando as estruturas de poder. Optou-se, como sugere o especialista, a preservar certos objetivos sociais, sem alterar os marcos neoliberais, seja no setor elétrico, seja em demais setores.

Conforme o depoimento, a “parcela neoliberal do governo de esquerda” era expressa na figura do Ministro Palocci, que teve o papel de incorporar as demandas burguesas. Como consequência, os conflitos na esfera das relações de produção se expressaram e se reproduziram na estrutura material do Estado. Daí o caráter híbrido que a reforma setorial de 2004 assume, na busca de conciliar, em prol dos interesses de longo prazo do capital global e sob determinado processo de acumulação, os interesses diversos que conferiam hegemonia ao bloco no poder.

Tomada a decisão referente ao Modelo de Contratação Multilateral, foi criado o Grupo de Trabalho para desenvolver seu marco conceitual, que funcionaria da seguinte forma: licitado um empreendimento, cria-se um conjunto de contratos entre o vencedor da licitação e o conjunto de demandantes, que ficariam responsáveis pelo pagamento de uma receita permitida, de forma proporcional à energia adquirida. O planejamento ficaria a cargo de um órgão específico a ser criado e a operação continuaria sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS), com alterações em sua governança. O órgão a ser criado para administrar a comercialização de energia substituiria o Mercado Atacadista de Energia e atuaria em dois ambientes, o mercado livre e o ambiente de contração regulada (TOLMASQUIM, 2011).

O trabalho resultou na “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, apresentado ao MME. O documento subsidiaria as Medidas Provisórias nº144/2003 e 145/2003, que após discussões no Congresso Nacional resultaram nas leis 10.847 e 10.848, de 2004, e respectivos decretos[75] que regulamentaram as instituições criadas e trataram de suas atribuições. Como poderá ser observado, o novo marco regulatório de 2004 recepcionou as legislações elaboradas na década de 1990, porém com alterações.

Conforme Tolmasquim (2011), que desempenhou papel central na elaboração e defesa da proposta, em linhas gerais, o Novo Modelo estabelecido alterou os seguintes aspectos: modificou a comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL); modificou instituições com a reorganização das competências e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; retomou o Planejamento setorial com a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE; retomou os programas de universalização; e estabeleceu a

[75] Decreto nº 5.081, de 2004, que regulamenta a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS); Decreto nº5.163, de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energias, entre outras providências; Decreto 5.177, de 2004, que dispõe sobre as atribuições, organização e funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); Decreto 5.184, de 2004, que cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e Decreto 5.195, de 2004, que institui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (TOLMASQUIM, 2011).

segurança jurídica e a estabilidade regulatória, premissas para a atração de investimentos, redução de riscos e expansão do mercado[76].

Destaca-se que o marco regulatório de 2004 permitiu retomar o papel do Estado no planejamento e coordenação do setor elétrico brasileiro, buscando rever aquele que teria sido um dos principais equívocos do modelo mercantil da década de 1990, a ausência do planejamento setorial. Por outro lado, reafirmou o papel central dos novos agentes criados na década de 1990, o que vinha realimentar os conflitos surgidos quando da reformulação setorial, a exemplo da forma de atuação dos consumidores livres, do produtor independente e autoprodutor.

D'Araújo (2009) considera positivos os seguintes aspectos da reforma setorial:

I. O mercado regulado de consumidores das distribuidoras, conhecido como mercado cativo passou a ter 100% de sua demanda atual e futura contratada; e reduziu-se para zero a folga de 15% que poderia ser liquidado no mercado de curto prazo;
II. Para o mercado regulado, adotou-se a estrutura de *pool* de distribuidoras. Dada as desigualdades regionais, e tendo em vista que a privatização não atingiu igualmente todas as regiões e empresas, algumas não eram atraentes ao mercado e, em um ambiente de liberdade, não atrairiam investidores para o seu suprimento. A estrutura de *pool* "democratizou" o risco;
III. As distribuidoras contratariam exclusivamente por licitação pública;
IV. Foram exigidos contratos no mercado regulado estabelecendo-se um incentivo estrutural a novos empreendimentos;
V. Adotou-se a licitação pela menor tarifa, por meio de leilões de "energia existente" e "energia nova".
VI. Retomou-se o processo de planejamento com a criação de uma empresa estatal (Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia), que realizaria as pesquisas e os planos necessários[77].
VII. Os projetos de novas usinas têm o caráter determinativo, porém contestável para evitar projetos incompletos e incoerentes, como havia ocorrido no governo anterior (D'Araújo, 2009).

Quanto ao processo licitatório por meio de leilões, os leilões de energia nova obedecem à seguinte temporalidade: considerando o ano A o início de entrega da energia, cinco anos (A-5) e três anos (A-3) antes são realizados leilões de contratação de energia nova, com base nas declarações de necessidade dos distribuidores, declarações essas que refletem a expectativa dos distribuidores em relação ao

[76] Além da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, pela lei 10.847, a lei 10.848 criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (artigo 14 da lei 10.848 de 2004), com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
[77] Entretanto, o autor critica o fato de a alteração institucional ter sido feita sem se estabelecer o período de transição das funções da ANEEL, Eletrobrás e o MME.

crescimento da carga em sua área de concessão[78]. O prazo de concessão para a energia nova varia de 15 a 35 anos.

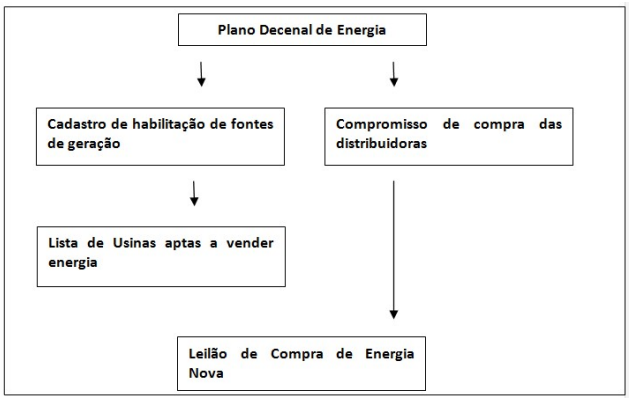
O objetivo do leilão é escolher os projetos cujos investidores propõem as menores tarifas de venda de energia adquirida. Tolmasquim (2011) ressalta que o procedimento do leilão é o de compra de energia e não de licitação de uma obra pública. Os ofertantes vencedores firmam CCEAR com os distribuidores, com prazo de 30 anos e entrega para 3 ou 5 anos após a assinatura dos contratos. A diferença dos prazos nos leilões busca atender a viabilidade por tipo de fonte, sendo o A-5 apropriado para hidrelétricas e A-3 apropriado para termelétricas, pequenas e médias hidrelétricas, fontes renováveis e importação de energia, que demandam prazos menores para serem empreendidos.

Conforme Tolmasquim (2011), nos leilões A-5 e A-3 de empreendimentos hidrelétricos, o edital de licitação pode prever um montante mínimo de energia nova para o atendimento das necessidades das distribuidoras, permitindo que a energia remanescente seja vendida no mercado de contratação livre ou destinada ao consumo próprio. Exemplo dessa determinação são as UHEs Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e Garibaldi, em que os montantes mínimos estabelecidos foram 70%, permitindo que 30% fossem direcionados para o mercado de contratação livre ou consumo próprio.

Em decorrência da necessidade de se cumprir esses requisitos, os leilões de energia nova, sobretudo as hidrelétricas, são precedidos por um processo que envolve diversas atividades desde o planejamento até a licitação do empreendimento. Tolmasquim (2011) sintetiza esses processos a partir da **Figura 5.1**, que apresenta as etapas para a contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

[78] Os prazos referentes aos leilões buscam ser compatíveis com a maturação de tecnologias de gerações disponíveis em escala comercial no Brasil, onde predominam as fontes hidro e as termoelétricas, que podem ser movidas a carvão, gás natural e outros combustíveis. Tolmasquim (2011) destaca que esses prazos podem variar de três a cinco anos, ou mais, no caso de hidrelétricas na região Amazônica, onde se encontra o maior potencial hidrelétrico brasileiro. Nesse sentido, para suprir energia nova em volume e prazo compatíveis com o crescimento da carga, faz-se necessário o planejamento de longo prazo, envolvendo os aspectos técnicos, econômicos, financeiros, regulatórios e socioambientais.

**Figura 5. 1 - Etapas da Contratação de energia no ACR**




Fonte: Tolmasquim (2011, p. 123)

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é o estudo que serve como referência para os potenciais investidores em projetos de geração. Sua periodicidade é anual e sua elaboração é responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além de ordenar os aproveitamentos hidrelétricos disponíveis, o PDE fornece os indicadores técnicos, econômicos e socioambientais para avaliar o risco e o retorno dos empreendimentos. Uma vez estabelecido os empreendimentos habilitados por parte da EPE, cabe ao MME, com base no conjunto de informações sobre a oferta habilitada e a demanda agregada para cada leilão de energia nova, definir os parâmetros do leilão, em particular o preço-teto, sempre com apoio de estudos técnico-econômicos da EPE.

No que se refere à energia existente sua contratação ocorre no leilão denominado A-1, uma vez que seu prazo de entrega é menor. Nesse leilão, os fornecedores que ofertam as menores tarifas firmam contratos bilaterais com os compradores, para repor contratos que vencem no ano A. Os contratos de energia duram de três a quinze anos, a contar do início de entrega no ano seguinte ao do leilão. Destaca-se que nos leilões de energia existente não há acréscimo de garantia física ao sistema, apenas reposição. Nesse sentido, o estoque varia lentamente, pois a energia nova passa a ser tratada como energia existente apenas ao término dos contratos de concessão de novos empreendimentos de geração, o que ocorre em prazo mínimo de quinze anos após o leilão de energia nova correspondente.

Com relação à energia existente, o distribuidor pode comprá-la no ano imediatamente anterior ao ano A, daí a referência a esse tipo de leilão ser A-1. Esses leilões ocorrem de maneira coletiva, para atender as necessidades das distribuidoras

(*pool* de distribuidoras). Além dos leilões de energia nova e existente, há ainda os leilões de ajuste, em que o distribuidor pode adquirir energia existente de forma individualizada para atender aos acréscimos de carga além do previsto[79].

O quadro 5.3 sintetiza as principais diferenças entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada.

**Quadro 5. 3 - Características do Ambiente de Contratação Livre e Ambiente de Contratação Regulada**

| Especificação | Ambiente Livre | Ambiente Regulado |
|---|---|---|
| Participantes | Geradoras, Comercializadoras, consumidores livres e especiais | Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente (A-1) |
| Contratação | Livre negociação entre os compradores e vendedores | Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL |
| Tipo de Contrato | Acordo livremente estabelecido entre as partes | Regulado pela ANEEL e denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) |
| Preço | Acordado entre comprador e vendedor | Estabelecido em leilão |

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Ambiente Livre e Ambiente Regulado (2015).

Quanto aos aspectos negativos, alguns deles permanecendo mesmo depois da reformulação do setor elétrico no governo Lula, D'Araújo (2009) aponta os seguintes: a desconcentração prevista na lei 9.648/1998, mesmo sob um mercado retraído; a manutenção da lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que obrigava as empresas estatais a promoverem a venda de sua energia por meio de leilões; a manutenção do *self-dealing*; a criação do consumidor livre; o bloqueio e uso político das estatais; e as baixas taxas de retorno dos projetos.

A desconcentração ocorreria a partir de janeiro de 2003, o que causou o conflito mencionado pelo especialista entrevistado, e faria com que 25% anuais do montante

[79] As contratações de ajuste têm como objetivo complementar os montantes de energia contratados em leilões de energia nova (A-5 e A-3) e de energia existente (A-1). A diferença é que os leilões de ajuste são para cada distribuidor, ao passo que os demais ocorrem para atender ao conjunto de distribuidores (*pool*). A função desses leilões é mitigar risco dos distribuidores no SIN em caráter individual, de modo a garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação. Há ainda a contratação de geração distribuída, que se refere à geração de energia elétrica junto ou próxima da carga, de qualquer fonte não despachada centralizadamente pela ONS. A geração distribuída se refere, conforme o decreto nº 5.163/2004, às pequenas centrais hidrelétricas, à geração termelétrica, inclusive cogeração com eficiência inferior a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência (TOLMASQUIM, 2011).

que integrava os contratos iniciais (energia velha) fosse liberado e recontratado a preços livremente negociados. Com relação à obrigatoriedade das estatais em vender por leilão, considerando a retração de mercados, ou seja, uma oferta maior que a demanda, consequência do racionamento, as estatais venderiam a energia não comprada nos leilões, no mercado atacadista, a preços irrisórios, o que levaria à queda de suas receitas. O cumprimento dessas leis elaboradas no modelo mercantil e executadas mesmo após a reformulação pelo novo governo foram prejudiciais para as estatais e para os consumidores.

> Era evidente que essa descontratação, um plano do modelo anterior imaginado num cenário normal do mercado, não produziria os mesmos resultados num mercado consumidor retraído. Era totalmente previsível que os descontratados, sendo, na sua grande maioria, hidroelétricos, amargariam a esdrúxula situação de, mesmo perdendo seu faturamento, ter que continuar a gerar como se nada tivesse acontecido. O fato de 90% dessa amarga situação ter estado nas mãos das geradoras federais não é mera coincidência. Essa parece ter sido a opção de política de governo de absorver o flagelo da redução de receita do setor em suas próprias empresas. Criou-se, assim, uma absurda falta de isonomia. As estatais só podiam negociar sua produção em leilões; as empresas privadas podiam vender a quem quisessem e pelo preço livre, incluindo distribuidoras do mesmo grupo econômico (D'ÁRAÚJO, 2009, p. 149).

As estatais foram sacrificadas em suas receitas em decorrência da política do governo, que privilegiou o atendimento dos interesses empresariais. Em 2005, as empresas públicas foram obrigadas a participar de um mega-leilão para liquidarem sua energia, a despeito da enorme sobra de energia em função das mudanças no mercado. Como consequência, as empresas estatais absorveram as perdas, sendo o mais grave não a venda de energia que já havia sido descontratada e que, portanto, era gerada recebendo o preço mínimo do mercado de curto prazo, mas o fato de que a energia foi vendida em contratos de 8 anos, com inícios em 2005, 2006 e 2007, de modo que uma situação conjuntural influenciaria a receita das empresas públicas até 2015[80].

A manutenção do auto-suprimento (self-dealing) das distribuidoras permitiu que as mesmas contratassem energia de empresas coligadas em até 30% de sua demanda, o que criou uma combinação altamente prejudicial às empresas estatais e aos consumidores, pois as distribuidoras privadas deixaram de comprar energia das

[80] Essa situação tem relevância para se compreender as alterações legais de 2013 (Lei 12.783) e debates que a envolveram.

estatais e compraram de geradoras de seu próprio grupo. Essa situação é crítica, pois as estatais, em geral hidrelétricas, continuariam produzindo o mesmo montante, mesmo se a empresa estivesse descontratada. Por outro lado, a distribuidora privada, térmica, em uma situação de sobra de energia continua desligada. Foi isso que ocorreu entre a estatal Furnas e a Light distribuidora, que passaria a comprar da Norte-Fluminente[81] (D'ARAÚJO, 2009).

Outro aspecto foi a predominância do mercado livre, pois o modelo mercantil estabelecido nos anos de 1990 criou a figura do "consumidor livre". Como explica D'Araújo (2009), ele pode estar situado na área de uma distribuidora e ainda assim comprar energia de um gerador que não serve a essa distribuidora. As empresas concessionárias de distribuição, para atender ao mercado cativo (consumidores que pagam suas contas pelos consumos mensais) estudam a evolução da demanda e contratam geradores de acordo com o comportamento de seu consumo, de modo que os pequenos pagamentos mensais, compostos, formam um total previsível e pode ser contratado no longo prazo. Dessa forma, do outro lado, um investidor viabiliza a contratação de uma usina.

O consumidor livre, apesar de geralmente ser de grande porte, sob as regras mantidas passa a atuar como se estivesse no mercado cativo. Além de liberá-lo do pagamento de encargos, manteve-se a liberdade de contratos, permitindo que ele simule mês a mês contratos *ex-post*, o que faz dele um consumidor parecido com o do mercado cativo (pequeno consumidor que paga suas contas mensalmente). Dessa forma, perder-se-ia o vínculo de compromisso com o planejamento.

O bloqueio e o uso político das empresas estatais ocorreram, pois apesar da interrupção do processo de privatização das empresas geradoras federais, as

---

[81] Nessa situação, não houve nenhuma alteração na gestão por parte do ONS, ainda, ao se comparar a energia contratada com a efetivamente gerada, o mercado atacadista constataria que a estatal gerou mais do que vendeu e a Norte-Fluminense, que não gerou nada, tem um contrato com a Light, mas por ser térmica pode continuar desligada em uma situação de sobre de energia e para cumprir o contrato irá comprar a energia que precisa, enquanto a estatal irá vender a energia que está sobrando. Como consequência, apesar da estatal vender a preços inferiores aos estabelecidos nos contratos iniciais, o repasse para a distribuidora Light por parte da Norte-Fluminense ocorreria sob o preço de contrato referente às térmicas, levando a elevação dos preços da energia ao consumidor final, em um claro abandono ao princípio de modicidade tarifária, em prol das distribuidoras privadas. D'Araújo (2009:152) destaca a situação: "Nesse ponto emerge a bizarra adaptação do modelo mercantil brasileiro. Como o preço médio do mercado *spot* para Região Sudeste era de R$ 24,00 por MWh, Furnas teve que vender seu excedente por esse valor, ao invés dos R$ 76,03, previstos em seus contratos iniciais. Entre as compradoras, uma foi a térmica Norte-Fluminense, que "virtualmente" repassou essa energia à Light, mas por R$ 133,00, seu preço de contrato. Parece inacreditável, mas, pelos defeitos do modelo, os mesmos MWhs que estavam sendo vendidos à Light por 76,03 recebem um "carimbo" do MAE como sendo energia de térmica e assim passam a custar 75% a mais!".

mesmas continuaram no novo governo a ser submetidas a medidas de impedimentos estabelecidas no governo anterior. O grupo Eletrobrás, obrigado a congelar recursos para a composição do superávit primário do governo federal, sofreu com o desmantelamento de seu corpo técnico, com terceirização de recursos humanos e cargos de direção negociados em troca de apoio político no congresso, de modo a submeter diretorias ao jogo político governamental.

Outra medida da reforma neoliberal mantida foi a proibição para as estatais se candidatarem a empréstimos junto ao BNDES, uma vez que permaneceu válida a Resolução 2.668, do Banco Central, assinada em 1999, que restringia empréstimos às estatais. A resolução foi revogada para ser substituída pela Resolução n°2.827 de 2001, que consolidou e redefiniu as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público[82].

Ainda, foram estabelecidas as baixas taxas internas de retorno aceitas pelas estatais, que não remuneraria nem o capital investido e pressionaria as tarifas dos leilões para baixo, o que, segundo D'Araújo (2009), desestimulou a participação de grupos privados na licitação, o que justifica a presença de estatais em empreendimentos considerados estruturantes[83].

No que se refere ao caráter de mercadoria atribuído à energia elétrica, mantido no marco regulatório de 2004, Balbinotti (2011) afirma que o produtor independente desenvolve a produção de energia elétrica para a comercialização, que poderá ser feita para um concessionário de serviço público, um comercializador ou o próprio consumidor final[84]. Por esse aspecto, a autora afirma que a destinação da geração de

---

[82] Entende-se por órgãos e entidades do setor público: como órgãos e entidades da administração direta da União, Estados, Distrito Federal e Municípios; autarquias e fundações instituídas ou mantidas direta ou indiretamente pela União, pelos Estados, Distrito Federal e Municípios; empresas públicas e sociedades de economia mista, não financeiras, suas subsidiárias e demais empresas controladas direta ou indiretamente pela União, pelos Estados, Distrito Federal e Municípios, inclusive as sociedades de objeto exclusivo; e os demais órgãos ou entidades dos poderes da União, Estados, Distrito Federal e Municípios. Conforme Espósito et al. (2012), após o racionamento a limitação sofreu progressiva flexibilização, que para o SEB estiveram vinculadas diretamente a realização de investimentos para a expansão de acordo com o planejamento setorial. Em entrevista concedida em 18 novembro de 2013, ao grupo de pesquisa "BNDES, financiamento público e capital privado: dimensões político-institucionais, socioeconômicas e territoriais", coordenado pelo Professor Carlos Vainer. Alexandre Espósito afirma que para a Eletrobrás e Petrobrás houve descontigenciamento, porém a resolução ainda vigora para empresas estaduais do setor elétrico.

[83] Como será verificado no capítulo 6.

[84] Já a concessão de serviço público, o concessionário deverá desenvolver sua atividade de geração para o atendimento dos seus consumidores finais, localizados em sua área de concessão. Por parte do autoprodutor, o mesmo poderá comercializar o excedente de sua geração que não for utilizada, desde que obtenha autorização de venda de excedente junto à ANEEL.

energia elétrica do autoprodutor e do produtor independente, caso não seja comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), não é o atendimento do interesse público, diferentemente do concessionário que exerce sua atividade para atendimento, no caso do regime de serviço público, pois seu objetivo é a venda para a obtenção de lucro, o que é permitido pelo marco regulatório setorial.

Como verificado, os leilões de energia determinam que um percentual seja direcionado para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e outro percentual para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com o intuito de que a energia gerada supra os consumidores cativos, ao passo que seja possível ampliar a taxa de retorno dos empreendedores ao venderem parcela de energia no mercado livre. Por esse aspecto, coordenar a modicidade tarifária concomitantemente à atração de investidores privados viria a tornar o setor elétrico ainda mais complexo enquanto objeto de política pública.

A próxima seção discute a atuação das estatais decorrente da reforma setorial da década de 2000.

### 5.3 A atuação das estatais após o marco regulatório de 2004

Diferentemente da reforma da década de 1990, em que as empresas controladas pela administração pública foram impedidas de realizarem novos investimentos, o marco de 2004 reconheceu a importância das estatais para a expansão setorial, ainda que em convívio com empresas privadas, o que vinha a conferir ao sistema elétrico um caráter híbrido.

A atuação das estatais havia sido inviabilizada quando da inclusão da Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND), de 1990, o que viria a ser revertido com o artigo 31 da lei 10.848, de 2004, que determinou que Eletrobrás e suas controladas – Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A (Eletrosul) e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) –, fossem excluídas do PND, paralisando o processo de privatização no âmbito do setor elétrico brasileiro.

O artigo também autorizou a Eletrosul a prestar os serviços públicos de geração e de transmissão de energia elétrica, mediante concessão ou autorização, na forma da lei, podendo adaptar seus estatutos e sua razão social a essas atividades[85].

Ainda que houvesse ocorrido a retomada da ação das estatais, as mesmas passaram a atuar de maneira distinta em relação ao período em que predominou o setor produtivo estatal de energia elétrica, no qual exerciam o monopólio na atividade de geração tendo a Eletrobrás as funções planejadoras. No novo modelo, o planejamento passou a ser atributo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, cabendo a Eletrobrás uma atuação restrita à esfera empresarial, ainda que tenha mantido algumas funções de governo. Conforme um dirigente setorial sobre a posição da Eletrobrás no setor elétrico brasileiro:

> (...) Hoje a Eletrobrás passou a ser um agente, importantíssimo, o mais importante do setor elétrico brasileiro (...) eu acho que foi correto essa mudança, você ter órgãos de operação, de planejamento, comercialização e a Eletrobrás ficar como um agente. Ainda, nós mantivemos algumas funções de governo, que é a gestão de fundos setoriais e alguns programas do governo (...). Nós gerimos três programas importantes, o Programa Nacional de Conservação de Energia, o PROCEL; o Programa Luz para Todos; e o Proinfa [Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica] (Em entrevista concedida em 14 de abril de 2015).

Em depoimento para a Memória da Eletricidade, em ocasião dos 50 anos da Eletrobrás, o Presidente da estatal desde 2010, José da Costa Carvalho Neto afirmou o seguinte sobre o papel da empresa:

> Eu sou muito favorável à participação do capital privado, mas eu acho que ele deve ser complementado. O governo não deve abrir mão de um setor estratégico como o setor elétrico. Você ter uma empresa forte para ser braço do governo e, ajudar na consecução das suas políticas de governo (CARVALHO NETO para Memória da Eletricidade, 2011).

Nesse sentido, justifica-se a manutenção da Eletrobrás na implementação de determinadas políticas públicas, como as mencionadas, porém as reformas setoriais realizadas a partir de 1995, e consolidadas em 2004, viriam a focar na consolidação da Eletrobrás como *holding* de geração e transmissão de energia elétrica, porém como mais uma empresa no mercado de energia. A análise realizada no capítulo 6 permitirá

---

[85] Quando do processo de privatização, a separação das atividades foi prerrogativa para a venda das empresas de modo que a cisão da Eletrosul resultou na criação da Gerasul, que foi vendida para a Tractebel; e a Eletrosul, que se dedicaria às atividades de transmissão. Essa restrição em sua atuação foi eliminada com esse artigo.

verificar a atuação da Eletrobrás enquanto agente econômico na geração de energia elétrica.

**Box 5. 1 - Programa Luz Para Todos**

De acordo com o sítio eletrônico "Programa Luz para Todos", do Ministério de Minas e Energia, o Programa Luz para Todos foi lançado em 2003, por meio do Decreto 4.873, de 11 de novembro de 2003 com o objetivo de levar o acesso à energia elétrica, gratuitamente, para 10 milhões de pessoas até o ano de 2008. A coordenação do Programa ficou a cargo do Ministério de Minas e Energia e sua operacionalização sob a responsabilidade da Eletrobrás. O programa seria executado por concessionárias de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural em parceria com governos estaduais.

A dificuldade para a universalização da oferta de energia elétrica envolve o atendimento de famílias em áreas isoladas do país, de modo que mesmo tendo superado em mais de 60% a meta inicial do Programa, com 3,2 milhões de residências atendidas em locais isolados ainda persiste a falta de acesso. Para tanto, o Decreto 8.387, de 30 de dezembro de 2014 prorrogou mais uma vez o Programa possibilitando o atendimento adicional a 207 mil famílias, 30 mil delas em locais remotos.

As prioridades são as escolas rurais, as populações localizadas em áreas da extrema pobreza, quilombolas, indígenas, assentamentos, ribeirinhos, pequenos agricultores, famílias em reservas extrativistas e as afetadas por empreendimentos do setor elétrico além de poços de água comunitários. O financiamento do Programa decorre dos fundos setoriais de energia Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR). Ainda colaboram os governos estaduais e as empresas de energia elétrica. Com a lei 12.783, de 2013, os recursos da CDE e da RGR são oriundos do Tesouro Nacional, que se somam a uma linha de financiamento da Caixa Econômica Federal.

Conforme Costa Neto, em depoimento para a Memória da Eletricidade (2011), o Programa Luz para Todos se insere em um dos pilares do marco regulatório de 2004, que é a universalidade, ou seja, "fazer com que todos os brasileiros sejam beneficiados pela energia elétrica". Em 2011, 15 milhões de habitantes já tinham sido inseridos na rede elétrica do país, faltando 3,5 milhões. A meta seria alcançar 19 milhões até 2014, o que corresponde a 10% da população brasileira, que antes do programa estava sem acesso à energia elétrica. Nas palavras do Presidente da estatal "é um programa tão exitoso (...) está servindo de modelo para o Programa das Nações Unidas que vai se chamar Energy for all" (Costa Neto para Memória da Eletricidade, 2011).

Apesar de atuar como mais uma empresa em disputa pelo mercado, diferentemente de suas concorrentes privadas, as estatais estão submetidas às regras de contratos e licitações próprias de empresas controladas pela administração pública, aspectos trazidos pela lei nº 8.666, de 1993. Tal lei é apontada por dirigentes setoriais como uma das justificativas para que as empresas atuem em parcerias público-privadas.

Essas, por sua vez, foram regulamentadas pela lei 11.079, de 2004, e trouxeram para o arcabouço jurídico a figura da Sociedade de Propósito Específico (SPE), que permitiu a participação de empresas públicas em associações com empresas privadas. As duas legislações permitem compreender as razões pelas quais, ainda que as privatizações tenham sido interrompidas, a atuação das estatais adquire um caráter privado.

As próximas subseções buscam compreender os instrumentos legais a que as empresas estatais estão submetidas e que permitem justificar a constituição de parcerias público-privadas e a falta de protagonismo das empresas nessas parcerias, ainda que importantes para a viabilização dos projetos ao transferirem para o setor privado recursos econômicos, políticos e institucionais.

### 5.3.1. A lei das licitações e as parcerias público-privadas

A lei das licitações, lei 8.666, de 21 de junho de 1993, regulamenta o artigo 37, inciso XXI, da Constituição Federal de 1988[86] e institui normas para as licitações e contratos da Administração Pública. Conforme Fiuza e Medeiros (2013), o contexto de implementação do marco legal está relacionado aos sucessivos escândalos de corrupção à época. Como resposta, estabeleceu-se, através da lei 8.666, controles mais rígidos sobre as licitações. Os autores destacam que ao longo de 20 anos a lei foi alterada a partir de 61 Medidas Provisórias e 19 leis, que corresponde a um total de 80 normas, ou seja, 4 por ano.

Em seu artigo 1º é enunciado que a lei trata de normas gerais sobre licitações e contratos administrativos pertinentes a obras, serviços, inclusive de publicidade, compras, alienações e locações no âmbito dos Poderes da União, Estados, dos Municípios e do Distrito Federal. Em parágrafo único, afirma-se que estão submetidas à lei, além dos órgãos da administração direta, os fundos especiais, as autarquias, as fundações públicas, as empresas públicas, as sociedades de economia mistas e demais entidades controladas direta ou indiretamente pela União, Estados, Municípios e Distrito Federal.

Em seu artigo 3º, a lei afirma que

> a licitação destina-se a garantir a observância do princípio constitucional da isonomia, a seleção da proposta mais vantajosa para a administração e a promoção do desenvolvimento nacional sustentável e será processada e julgada em estrita conformidade com os princípios básicos da legalidade, da impessoalidade, da moralidade, da igualdade, da publicidade, da probidade administrativa, da vinculação ao instrumento convocatório, do julgamento objetivo e dos que lhes são correlatos (Redação dada pela lei 12.349, de 2010).

[86] Art. 37, inciso XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

Ressalte-se, conforme Fiuza e Medeiros (2013) que, quando da elaboração da lei 8.666, o legislador considerou apenas questões formais e burocráticas, tendo sido negligenciado a busca por uma maior eficiência, inovação, competição e melhor relação custo-benefício para o setor público brasileiro. Os ritos seguidos pouco se relacionavam com a eficiência do processo produtivo de um órgão público e menos ainda com o bem-estar do cidadão. Tais aspectos foram inseridos na lei 8.666 apenas com as alterações estabelecidas pela lei nº 12.349, de 15 de dezembro de 2013.

Em linhas gerais, conforme os autores, dos aspectos que implicam em consequências para obras de infraestrutura implementadas pela administração pública, pode-se destacar o fato de o arcabouço legal acarretar em um processo licitatório de duração demasiadamente longa, pois a lei prevê prazos mínimos e máximos entre diversos eventos externos, mas não prevê prazos internos para a tramitação de pedidos de compras, bem como a inexistência de um sistema gerencial no Executivo Federal que forneça os tempos despendidos em cada fase dos processos de compras (FIUZA E MEDEIROS, 2013).

Outro fator de atraso apontado pelos autores é que durante o processo licitatório há um excesso de possibilidades de recursos administrativos e judiciais capazes de suspender os processos e acarretar em prolongamento dos prazos. Grande parte dos recursos refere-se à habilitação dos licitantes, e outra se deve à rejeição de lances por questões formais e insignificantes sobre a documentação da licitação, com pouca relação com o objeto da licitação ou com a capacidade efetiva de o licitante cumprir o fornecimento do bem ou serviço. Os autores afirmam que os recursos muitas vezes se mostram como estratégias por parte dos perdedores das licitações em busca de vantagens sobre os vencedores ou mesmo ações fraudulentas.

Para Fiuza e Medeiros (2013), a legislação focou apenas nos procedimentos de formulação de editais, contratação e objeto contratado, sem se preocupar com os resultados da contratação, os objetivos do comprador ou mesmo com as condições de mercado para a realização das compras. Ainda, os autores destacam a má qualidade ou mesmo ausência de projetos básicos e executivos das obras, resultado da falta de planejamento e a necessidade de se garantirem recursos para obras antes do contingenciamento ou devolução dos mesmos, dado o modelo de orçamento que o setor público adota, em que as contratações podem ser excessivamente revistas e renegociadas. Isso faz com que erros ou insuficiência de projetos levem a que as

obras sejam mais revistas do que o desejado, acarretando em excessos de aditamentos que atrasam ou encarecem as obras.

Os autores destacam ainda a ênfase conferida pelo marco legal ao critério de escolha referente ao “menor preço”. Fiuza e Medeiros (2013) afirmam que, apesar de haver também o critério de adjudicação “melhor técnica” e “melhor técnica e melhor preço”, o critério de menor preço é o predominante nas licitações, de modo que apenas 0,43% das licitações nos últimos 15 anos são oriundos de licitações de “melhor técnica” ou “melhor técnica e melhor preço”. Segundo os autores,

> O critério de melhor técnica e preço atualmente só é usado para bens e serviços de informática (Lei 8.666/93, art. 45, § 4º), para a contratação de elaboração de projetos, cálculos, fiscalização, supervisão e gerenciamento e de engenharia consultiva em geral, e, em particular, para a elaboração de estudos técnicos preliminares e projetos básicos e executivos (Lei 8.666/93, art. 46, caput), e excepcionalmente, “para fornecimento de bens e execução de obras ou prestação de serviços de grande vulto [...]” (FIUZA E MEDEIROS, 2013, p. 20).

A consequência de se estabelecer o critério de menor preço para as contratações do setor público é o risco de contratação adversa, ou seja, a atração de bens e serviços de qualidade inferior. Conforme Fiuza e Medeiros (2013), tal risco pode ser driblado por aqueles compradores com experiência nos processos licitatórios, através de estratégias defensivas, quais sejam: i) escolher um vendedor com qualidade reconhecida e especificar as características que irão acarretar na escolha daquele vendedor, pois apenas ele se enquadrará nas exigências do edital, ou mesmo acarretar na inexigibilidade da licitação; e ii) exigir atestados de fornecimentos e prestações de serviços para excluir firmas inexperientes ou incapazes de realizar as atividades, quando se trata de obras e serviços. No entanto, tais aspectos requerem a experiência dos compradores e a competência para “comprar bem”, o que não necessariamente irá ocorrer no âmbito da Administração Pública. Em síntese, a lei 8.666, de 1993, busca o rígido controle do Estado por presumir que sua ação pode estar suscetível a fraudes.

As breves considerações apresentadas a partir da análise de Fiuza e Medeiros (1993) permitem verificar que a referida lei, estabelecida em um período no qual predominou a ideia de necessidade de reduzir a presença do Estado nas atividades em decorrência de suposta ineficiência, acaba por levar à ocorrência dessa característica pelos entraves e prolongamento dos prazos a que a ação do Estado é

submetida, quando da realização dos processos licitatórios, justificada pela necessidade de regular sua ação, em decorrência da possibilidade de fraude por parte do agente público.

Por esse aspecto, a lei a que a administração pública é submetida acaba ela mesmo concorrendo para travar a ação do Estado[87], impondo-lhe lentidão nas ações e ineficiência nos processos. A solução, por parte do setor elétrico, veio a ser a atuação das estatais em parceria público-privada, na conformação de sociedades de propósito específico, o que foi permitido pela lei 11.079, de 2004.

O referido marco legal institui as normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública, envolvendo União, Estados, Municípios e Distrito Federal. Conforme Carvalho (2007), com a lei 11.079 veio à tona um instituto até então desconhecido: a Sociedade de Propósito Específico (SPE). Como esclarece o autor, a SPE se assemelha às *joint ventures* e, em menor medida, aos consórcios. O consórcio, no entanto, ainda que vise à união de interesses, recursos e capacitações técnicas com fins à consecução de empreendimento específico, tem carência de personalidade jurídica distinta de seus consorciados. Isso implica para o consórcio, que uma responsabilização patrimonial recairá sobre o líder do mesmo.

No caso da *joint venture*, Carvalho (2007) afirma que se trata de uma associação de pessoas que combinam bens, dinheiro, esforços, habilidades e conhecimentos com o objetivo de executar uma única operação negocial lucrativa, podendo ter, mas não necessariamente tem curta duração. O número mínimo é de dois participantes, mas não há número máximo, ainda que não comporte um grande número de participantes. Estes podem ser tanto pessoas físicas como pessoas jurídicas. Pode haver duas formas de joint venture: *agreement* e *corporation*. A *corporation*, diferentemente da *agreement*, realiza seu empreendimento mediante constituição de nova pessoa jurídica de objetivo específico. É com a *joint venture corporation* que se assemelha a SPE.

[87] A lei nº 12.462, de 4 de agosto de 2011 estabeleceu o Regime Diferenciado de Contratações para obras previstas para o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) em sua nova fase, o que resolveu apenas parcialmente os problemas da lei nº 8.666, de 1993. Por esse aspecto, os autores defendem uma reforma mais abrangente da lei 8.666, a partir da lei 12.462, ampliando seu escopo para além dos empreendimentos no escopo do PAC. A presente tese não trata do marco legal, visto que prevalece no setor elétrico o modelo de SPE.

A *joint venture* não compreende uma forma legal de associação societária prevista na legislação nacional, de modo que sua constituição irá assumir um dos modelos societários personificáveis, seja a sociedade anônima (S/A), seja a limitada (Ltda.). Isso confere a personalidade jurídica da *joint venture corporation*, que em si é despersonalizado.

O controle da *joint venture,* seja ele representado por ações ou por quotas, deverá ser distribuído da maneira mais equilibrada possível entre seus integrantes, mas o mesmo não se observa com a sua administração, que poderá ser exercida por um grupo de membros, de forma mais individualizada. Nesse aspecto, se diferencia das SPEs, pois na legislação brasileira das parcerias público-privadas o controle societário deverá ser exercido, salvo raras exceções, pelo parceiro privado, e não pelo público, como será visto a seguir (CARVALHO, 2007).

Conceitualmente, o autor entende a SPE como uma estrutura organizacional que reúne recursos de duas ou mais pessoas (físicas ou jurídicas) para a consecução de empreendimento de objeto específico e determinado, mediante a constituição de uma nova sociedade com personalidade jurídica distinta de seus integrantes, sendo as suas características próximas da *joint venture corporation.*

As Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) aplicam-se às Parcerias Público-Privadas, advento da Lei 11.079/2004, que instituiu as normas gerais para a licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública[88]. A referida lei estabelece em seu artigo 9º que antes da celebração do contrato referente à parceria público-privada, deverá ser constituída sociedade de propósito específico (SPE), incumbida de implantar e gerir o objeto da parceria.

A SPE poderá assumir a forma de companhia aberta e deverá obedecer aos padrões de governança corporativa, mas a SPE não poderá ser controlada pelo ente estatal, salvo quando da aquisição da maioria do capital votante da SPE por instituição financeira controlada pelo Poder Público, em caso de inadimplemento de contratos de financiamento.

---

[88] Artigo 1º, Parágrafo Único. Esta Lei aplica-se aos órgãos da administração pública direta dos Poderes Executivo e Legislativo, aos fundos especiais, às autarquias, às fundações públicas, às empresas públicas, às sociedades de economia mista e às demais entidades controladas direta ou indiretamente pela União, Estados, Distrito Federal e Municípios (Redação dada pela Lei nº 13.137, de 2015).

Ainda, conforme artigo 10, a contratação de parceria público-privada será precedida de licitação na modalidade concorrência, sendo que é após a licitação e antes da celebração do contrato que se constitui a Sociedade de Propósito Específico (SPE). De acordo com Carvalho (2007), o parceiro privado em si, vencedor da licitação, não aparecerá como parte contratual, mas, sim, a SPE.

Féres (2005) afirma que, embora a SPE tenha surgido nominalmente na legislação brasileira apenas com a nova lei de PPPs, sua noção já se encontrava subjacente a algumas normas, como o consórcio societário e mesmo o regime atual das licitações e o das permissões e concessões, que exigem que para a celebração de contrato com a Administração Pública, eventual consórcio entre empresas deverá ser desfeito e, na sequência, deve ser criada sociedade única, contendo seus participantes, o que deve ocorrer entre particulares, sem a participação do setor público[89].

Nesse sentido, a ideia de SPE estava disseminada no marco legal brasileiro. A novidade da regulação específica das SPE no âmbito da lei das PPPs é exatamente a admissibilidade da participação do Estado, ao lado dos particulares, em entidade única, cujo objeto seja concretizar interesses veiculados em contrato de parceria. Assim como Carvalho (2007), Féres (2005) também afirma que não se trata de um novo tipo societário, pois se organiza sob uma das formas previstas na legislação, seja sociedade limitada, companhia aberta ou fechada.

Féres (2005) a define, a partir da lei das PPPs, como sociedade organizada sob um dos tipos societários personificáveis existentes na ordem jurídica, objetivando a criação de um ente com o concurso dos setores público e privado, para a realização de um contrato de parceria que lhe é concedido após licitação.

---

[89] A lei 8.666, de 1993 estabeleceu as licitações com a Administração Pública e permitiu que os licitantes criassem consórcios entre si. Por esse aspecto, o Estado passou a se contentar com a promessa, por parte dos licitantes, de constituição de um consórcio empresarial de propósito específico, porém com a destinação da liderança a uma das consorciadas e sem a formação de um ente com personalidade jurídica separada das consorciadas. Como consequência, em caso de descumprimento de cláusulas contratuais ou qualquer incidente, o Poder Público poderia acionar, em princípio e diretamente, apenas o líder do consórcio, com quem celebrou o contrato. Quanto às demais consorciadas, havia certa dificuldade de responsabilização, de modo que a falta de personalidade jurídica traz insegurança ao ente consorcial. Já a lei nº 9.074, que trata dos consórcios de serviços públicos, estabelece a constituição de um consórcio de natureza instrumental, ou seja, de um consórcio que servirá de meio para estabelecer contato com terceiros, sendo que, uma vez vencedor, o consórcio será extinto para a constituição de uma SPE, ou seja, o consórcio vencedor será transformado numa sociedade personalizada e de objetivo determinado. No entanto, não está presente na 9.074 a referência a SPE, como viria por meio da 11.079.

Com relação à associação entre ente privado e a Administração Pública, o autor afirma que se ocorresse controle por parte da Administração Pública, haveria no caso uma companhia de economia mista, e não uma SPE, o que dispensaria a prévia licitação para a concessão da parceria. Como resultado, com a SPE tem-se a subordinação do Estado ao controle de um particular. A novidade, portanto, é a autorização para que o Estado nela concorra, subordinadamente, para a realização de um interesse por ele estabelecido antes da licitação (FÉRES, 2005).

Em entrevistas com alguns dirigentes do setor elétrico, fica evidente a relação entre as regulações a que as estatais estão submetidas e a estratégia de promoverem Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) como uma forma de superar a amarras que dificultam a ação das empresas controladas pelo Estado.

Um dirigente setorial, na posição de Presidente de estatal, assim coloca ao ser questionado se a 8.666 levaria ao arranjo societário da SPE:

> A estatal, é claro, tem mais amarras que uma empresa privada, e no fundo isso tudo é feito para se ter um maior controle, então tem aspectos que são necessários e positivos, mas às vezes outros levam a você ter mais morosidade. Quando você entra com uma SPE [sociedade de propósito específico] a ideia é você ter a agilidade do setor privado com o compromisso de sustentabilidade em todos os sentidos que a estatal tem. Não que a estatal não queira ser ágil, nem que o privado não queira ser sustentável (...). O parceiro privado, naturalmente quer ganhar, quer ter o maior retorno possível. Então, naturalmente, os cuidados que você tinha que ter com o investimento público, eles já ficam atendidos com esse desejo [do setor privado]. O próprio privado quer ter o resultado, o melhor resultado possível maior pressa, maior rapidez. Então realmente, com esse modelo, você consegue ter o benefício das duas coisas (Entrevista concedida em 27 de maio de 2015).

A citação evidencia o reconhecimento por parte do dirigente da morosidade provocada pela legislação e pelos controles a que as estatais estão submetidas. Tais controles seriam superados, com destaque para a necessidade de licitação a cada contratação, quando há a associação com a iniciativa privada através de uma Sociedade de Propósito Específico, que adquire o caráter privado, é controlado pelo ente privado e por isso não está sujeita à regulação que recai sobre as estatais.

Por outro lado, o mesmo dirigente enfatiza a importância do Estado, através da estatal Eletrobrás e suas subsidiárias, nos projetos estruturantes, assim determinados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). As SPEs formadas para os projetos estruturantes contam obrigatoriamente com a participação de estatais, o que é explicado da seguinte maneira:

> Na realidade, a Eletrobrás tem um papel importante porque... eu sou muito a favor das leis de mercado, tem aquela frase famosa de que a mão invisível de mercado resolve muita coisa, mas muitas vezes há algumas falhas. Então você ter um braço empresarial no governo é bom até mesmo para ajudar o mercado. Eu acredito que alguns desses projetos estruturantes têm um risco tal que se a Eletrobrás não entrasse, ou os preços iriam ficar muito caros, ou eles [os projetos] não seriam viabilizados. Então ela tem um papel importante nesses projetos estruturantes e agora nas grandes interligações do Brasil com os países da América do Sul (...) e isso vai ter ganho para todos os países, então eu acho que é um papel forte que a Eletrobrás tem. Então, dentro disso, para viabilizar esses projetos (...) na hora que você vai junto com a iniciativa privada, então no fundo é uma parceria público-privada, é uma coisa muito interessante. A possibilidade de ter essas SPEs (...) foi um ponto muito positivo porque você conseguir mobilizar mais recursos para o projeto e você ter as vantagens de uma estatal com as vantagens de uma privada é muito oportuno no aumento da oferta (Entrevista concedida em 27 de maio de 2015).

Neste depoimento evidencia-se que, para o dirigente setorial, a empresa estatal permite viabilizar projetos considerados estratégicos ao desenvolvimento nacional, que se deixados a cargo da decisão privada poderiam não ser realizados. A passagem citada converge com o arcabouço teórico discutido no capítulo 1, referente à necessidade de o Estado coordenar as estratégias de longo prazo no capitalismo, incapazes de serem organizadas pelos entes privados, que por terem interesses individuais poderiam inviabilizar a realização da dinâmica global de acumulação de capital.

A presença das estatais mostra-se importante para promover espaços de acumulação para o setor privado por meio das políticas desenvolvidas pelo Estado e enunciadas em seus planos de expansão setorial, lógica presente também na estratégia de internacionalização estabelecida pela Eletrobrás, além de organizarem, a partir do planejamento e da disposição da estatal em promover os investimentos, os interesses de longo prazo da dinâmica capitalista.

A questão da celeridade da ação privada, enquanto característica exclusiva da forma de controle, ou seja, ao ser controlada pelo Estado é ineficiente e ao ser gerida pelo privado proporciona melhores resultados, a exemplo do discurso defendido pelo dirigente, só escapa ao Estado pelo controle imposto às estatais por meio do próprio aparato legal que rege as empresas da Administração Pública, a exemplo da lei de licitações (lei 8.666/1993).

Além disso, a análise histórica da ação empresarial do Estado brasileiro não apenas no setor elétrico, mas em outros setores como mineração (Companhia Vale do Rio Doce), siderurgia (Companhia Siderúrgica Nacional) e petróleo (Petrobrás),

entre outros, evidencia a crucial importância das estatais para o processo de industrialização do país, sobretudo entre 1950 e 1980, momento em que aspectos como morosidade ou ineficiência não emergiam como questões a serem enfrentadas pelo Estado, concepções essas que passaram a orientar os discursos com a hegemonia do pensamento neoliberal, a partir da década de 1970.

Outro dirigente, quando questionado acerca das razões que levam à participação da empresa em Sociedades de Propósito Específico (SPE), coloca o seguinte:

> As razões são de ordem prática [razões que levam à participação da estatal em uma SPE]. Para serem competitivas, as empresas estatais não podem cumprir com dois estatutos legais a que elas são obrigadas: um deles é a lei 8.666 e outro é o estatuto do concurso público. Você imagina Furnas entrando em uma licitação para uma usina e tendo, depois de ganhar, fazer uma licitação pela 8.666 que leva um ano, quando não tem recurso essa coisa toda, depois ter que fazer concurso público para as pessoas trabalharem nisso e depois não poder mandar embora (...). Por isso, as SPEs. No entanto, as SPEs padecem também do mesmo problema de todas... essas de forma mais acentuada: não tem equipes. Mas há uma interação positiva, por exemplo, (...) antes do leilão é feita uma chamada pública e são feitos com os vencedores pré-contratos. Caso o leilão tenha sucesso, esses pré-contratos viram contratos e ali tem os contratos de obra e também há sempre o contrato de engenharia do proprietário. Furnas então é contratada para fazer isso e às vezes também um contrato de operação que Furnas opera quando conveniente ou às vezes faz a supervisão da operação. A engenharia do proprietário é quase que uma necessidade porque essa a gente não abre mão porque precisamos ter o controle do empreendimento, da qualidade do empreendimento – qualidade, custo, preço, cronograma, etc. A operação não, nós, por sermos empresa estatal, somos mais caros, temos um custo maior por indivíduo. Essas não têm problema que outros operem desde que a gente fique com a inteligência do processo (...). Nos grandes empreendimentos, há sempre o interesse, uma política das privadas de se associarem às empresas estatais porque mitiga o risco. Às vezes participam só empresas privadas, mas as empresas que tem tradição, engenharia, conhecimento, tradição no setor erram muito menos do que as empresas que estão entrando agora. Essa procura sempre existe. A gente abre a chamada pública e ela vem, ou seja, eu vou ser parceiro de uma grande empresa, que tem tradição e tal (Entrevista concedida em 17 de março de 2015).

O depoimento também evidencia que a atuação das empresas controladas pela administração pública é constrangida pela própria regulação imposta ao Estado. Ao mesmo tempo em que recai sobre a empresa estatal a obrigatoriedade de ser competitiva, são colocadas regulações que dificultam que a mesma responda às exigências de competitividade, o que legitima argumentos sobre uma suposta inerente ineficiência do Estado. Por outro lado, é a empresa estatal que irá disponibilizar, no arranjo societário com o ente privado, o conhecimento, a técnica e mesmo a

segurança regulatória e jurídica referente ao setor. Além disso, disponibiliza ainda a sua estrutura física e administrativa.

Tais aspectos foram colocados por outro dirigente entrevistado, pertencente aos quadros do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), da Área de Infraestrutura, responsável por conceder os recursos financeiros que viabilizam os investimentos setoriais.

> O setor privado tem uma capacidade de execução de uma obra muito melhor que a do setor público, dadas as condições não só da 8.666, mas uma série de condições de incentivos perversos, etc., ele não consegue executar. Você compara Tucuruí, que foi feita na década de 1980 com Jirau e Santo Antônio, que foram feitas em uma modelagem com o setor privado, com a Eletrobrás participando, com preocupações ambientais muito maiores, com prazo de entrega muito menor, um sobrecusto muito menor, você vê que a sociedade brasileira evoluiu muito entre um determinado modelo puramente estatal e um modelo em que se faz uma concessão [de serviço público] para o setor privado em parceria também com o setor público e coloca de pé duas grandes hidrelétricas. É crescente na sociedade brasileira o consenso do ponto de vista de que é desejável a melhoria dos serviços públicos através da concessão de serviços públicos ao setor privado (Nelson Siffert, Superintendente da Área de Infraestrutura do BNDES Entrevista concedida em 21 de julho de 2015).

Ao ser questionado sobre as razões que fazem com que as SPEs tenham participação de empresas estatais, visto que as empresas privadas têm melhor desempenho na capacidade de execução dos projetos, o dirigente afirma que

> O setor elétrico não foi totalmente privatizado (...) então o setor elétrico após 2003 (...) ficou híbrido, com empresas privadas e públicas, nacionais e estrangeiras (...) e as empresas estatais no caso do setor elétrico são empresas não dependentes [do governo], são empresas que tem uma certa tradição de eficiência, de resultado, não é uma empresa estatal dependente da União, são empresas de capital aberto e cotadas na bolsa de Nova York (...). [antes de 2003] havia toda uma situação que restringia a capacidade de investimento [das estatais], a lei 2.827 [Resolução 2.827 do Banco Central, de 2001], que impedia a empresa pública de realizar investimentos (...). As empresas não tinham capacidade de se financiar, então começaram a fazer sociedades com o setor privado e essas empresas estatais, principalmente a Eletrobrás, Cemig, Copel, tem uma expertise de engenharia forte, o sistema elétrico brasileiro é um sistema condominial, é interdependente (...) então surgiram grupos privados após a privatização, CPFL, Neoenergia, que também imprimiram padrões de qualidade grandes (...) mas acabaram criando Sociedades de Propósitos Específicos, que sob o ponto de vista da Eletrobrás é interessante e sob o ponto de vista do setor privado também é interessante, porque o setor privado, principalmente nos projetos de maior volume de investimento mitiga riscos (...) a Eletrobrás junto mitiga risco porque ela tem a área de engenharia forte, a área de meio ambiente forte, ela está naquele território já há bastante tempo, tem penetração junto ao governo, capacidade de mobilizar outros entes da política pública, muitas vezes um projeto desses enfrenta resistência e se não tiver apoio forte do governo não consegue implementar um projeto daquele, então é uma forma

> de mitigar riscos para o setor privado. E para a empresa estatal é uma forma de sua capacidade de geração continuar crescendo sem ter a gestão propriamente do empreendimento, mas podendo contribuir com aquele projeto (Nelson Siffert, Superintendente da Área de Infraestrutura do BNDES, em entrevista concedida em 21 de julho de 2015).

A resolução a que o dirigente se refere é apontada por D'Araújo (2009) como um dos aspectos das reformas da década de 1990 que inviabilizaram as ações das estatais e que foi mantido na reforma de 2004. Quando das reformas da década de 1990, as estatais foram proibidas de candidatarem-se a empréstimos junto ao BNDES por meio da Resolução 2.668, do Banco Central, assinada em 1999, que permaneceu válida. A resolução foi revogada para ser substituída pela Resolução n°2.827 de 2001, que consolidou e redefiniu as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público[90].

Nesse sentido, o contingenciamento do crédito ao setor público foi estabelecido pela Resolução 2.827/2001, do Conselho Monetário Nacional, que limitou a concessão de empréstimos por parte do Sistema Financeiro Nacional. A resolução ainda está em vigência ainda que tenha sofrido alterações. Com relação às empresas estatais do setor elétrico, as limitações sofreram flexibilização após o racionamento de 2001 e a atuação das estatais do setor elétrico passaram a obedecer aos determinantes do planejamento setorial (ESPÓSITO, 2012).

Tal aspecto fica claro na alteração a que sofreu a resolução 2.827/2001, em 2010, que afirma o seguinte:

> Art. 7º São vedadas às instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil (...)
> IV- a realização de qualquer tipo de operação que importe em transferência, a qualquer título, da responsabilidade direta ou indireta pelo pagamento da dívida para órgãos ou entidades do setor público (...)
> § 4º A vedação prevista no inciso IV não abrange a concessão de garantias por empresas do setor de energia elétrica, no âmbito federal, estadual, municipal e distrital, a sociedade de propósito específico por elas constituída, limitada ao percentual de sua participação na referida sociedade,

[90] Entende-se por órgãos e entidades do setor público: como órgãos e entidades da administração direta da União, Estados, Distrito Federal e Municípios; autarquias e fundações instituídas ou mantidas direta ou indiretamente pela União, pelos Estados, Distrito Federal e Municípios; empresas públicas e sociedades de economia mista não financeiras, suas subsidiárias e demais empresas controladas direta ou indiretamente pela União, pelos Estados, Distrito Federal e Municípios, inclusive as sociedades de objeto exclusivo; e os demais órgãos ou entidades dos poderes da União, Estados, Distrito Federal e Municípios. Conforme Espósito *et al*. (2012) após o racionamento a limitação sofreu progressiva flexibilização, que para o SEB estiveram vinculadas diretamente a realização de investimentos para a expansão de acordo com o planejamento setorial. Em entrevista concedida, em 18 novembro de 2013, ao grupo de pesquisa "BNDES, financiamento público e capital privado: dimensões político-institucionais, socioeconômicas e territoriais", coordenado pelo Professor Carlos Vainer. Alexandre Espósito afirma que para a Eletrobrás e Petrobrás houve descontigenciamento, porém a resolução ainda vigora para empresas estaduais do setor elétrico.

> exclusivamente para realização de investimentos vinculados ao Programa de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). (Incluído pela Resolução nº 3.835, de 28/1/2010).

Um especialista entrevistado[91], engenheiro, ex-funcionário de Furnas e participante do Instituto Ilumina[92], é enfático na crítica à atuação das estatais em sociedades de propósitos específicos. Afirma tratar-se de um exemplo do uso indevido das estatais o fato de em todos os projetos as mesmas participarem sempre como minoritárias. O argumento é que o projeto em si dá lucro, mas para as estatais pode dar retorno negativo. A razão é que a empresa tem uma estrutura administrativa grande, com um departamento de meio ambiente, um departamento de estudos de transmissão, de estudos de geração, entre outros, a exemplo de Furnas. Em caso de algum problema no que se refere à atuação da SPE, afirma ele, a estrutura administrativa a ser utilizada é a da estatal, pois a empresa privada monta uma estrutura menor no local de instalação da usina, um escritório na cidade, de modo que a estrutura física de apoio ao projeto seja da empresa estatal. Apesar desse custo para a estatal, isso não está sendo contabilizado, “a empresa estatal está dando de graça uma estrutura para o consórcio”.

Em síntese, a empresa está sendo usada para um projeto privado e seus custos indiretos, ao usar sua estrutura administrativa, não estão sendo remunerados. O correto seria, segundo ele, montar uma empresa, “exemplo, Furnas-Santo Antônio”, contratar pessoal para o projeto e remunerar separadamente. Segundo ele, não é o que ocorre ainda. A maioria dos custos não assumidos pelo privado passam à estatal.

Ainda, o especialista afirma que as empresas privadas se tornam sócias em usinas hidrelétricas muitas vezes sem conhecerem sobre o setor de energia elétrica, o que faz com que o interesse do agente privado, que atua individualmente com a intenção de aumentar sua taxa de retorno, entre em conflito com o modo de funcionamento do sistema como um todo, que segue a lógica cooperativa, visto que são usinas em cascata e que devem funcionar coordenadamente em conjunto.

---

[91] Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013.

[92] Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico. O sítio eletrônico do Instituto assim o define “organização não governamental, apartidária, que se preocupa com os rumos que estão sendo adotados para o setor elétrico. Seus integrantes, a maioria técnicos com larga experiência, sentem-se no dever de denunciar ações que impliquem em perdas para o consumidor de energia elétrica e para a sociedade brasileira” (http://ilumina.org.br/).

Exemplo dessa situação foi o conflito gerado nas hidrelétricas do Madeira, Santo Antônio e Jirau, em que o consórcio de Santo Antônio queria aumentar a cota do reservatório, o que teria como consequência “afogar” a usina hidrelétrica de Jirau. Ainda que com várias usinas em cascata, no Brasil esse conflito nunca havia ocorrido antes. Para o especialista, essa situação demonstra o impacto do processo de fragmentação que ocorreu no setor elétrico a partir das reformas de 1990 e não superado com a “reforma das reformas” em 2004, explicitado pela perda de controle por parte das estatais sobre os projetos, ainda que participando dos mesmos.

Para tornar a questão mais conflituosa, nesse exemplo, Furnas faz parte da estrutura societária da UHE Santo Antônio e a Eletrosul está na UHE Jirau, de modo que o Estado estaria acionando judicialmente a ele mesmo, situação desencadeada pelos interesses dos novos agentes que entraram no setor e atuam sob o modelo de sociedades de propósitos específicos (SPEs).

O que pode ser verificado é que os principais aspectos da reforma de 1990, traçada nos marcos do neoliberalismo, foram mantidos. Em entrevista com outro especialista, que participou da reforma setorial, ao ser perguntado se o setor elétrico brasileiro ainda guardava alguma submissão a um projeto nacional de desenvolvimento, como vigorou no período do nacional-desenvolvimentismo, afirma o seguinte

> Não. [quanto ao] projeto nacional de desenvolvimento, também existe componentes dele em um governo do PT, mas em um plano secundário. O que há é a continuidade da hegemonia neoliberal mitigada em que se aparece mais na questão social essa contradição do que na questão econômica, energética. Na realidade, o que há de concreto é a melhora da condição de vida de uma população muito pobre, indevidamente chamada agora de nova classe média, mas que melhorou de vida; e a melhoria do salário mínimo, que é real. E depois cá e acolá alguma política como construção de casas, muito tímida em relação à necessidade, mas o setor elétrico ele está particularmente subordinado à lógica neoliberal. Com a interrupção das privatizações (...) com a adoção do planejamento, com a criação da EPE. Isso é o que eu chamo de mitigação. São coisas que não seriam feitas dentro da visão dominante dos governos Fernando Henrique e Collor, que foram os que de fato inauguraram o neoliberalismo. (...) Furnas vive numa penúria total, ela é uma empresa como também a Chesf em grandes dificuldades, planos de demissão voluntária novamente, quadros técnicos que seriam valiosos para um projeto do tipo nacional indo embora, e ela praticamente virou uma empresa de participações. Aporta capital em empreendimentos sem determiná-los. Como se fosse um banco de financiamento elétrico. Deixou de ser uma empresa com iniciativa de desenvolver o projeto. Não se conseguiu reconstituir isso. Ou seja, o ideário do projeto de governo na primeira eleição do Lula não foi cumprido, com alguns pontos (...) não há venda de empresas, mas as usinas construídas são todas controladas pelo capital privado, com

> participação do grupo Eletrobrás. A lógica dominante é a mesma lógica da privatização, mitigada (Depoimento de especialista e participante da reforma de 2004, em entrevista realizada em 17 de dezembro 2013).

Em linhas gerais, destaca-se a importância da presença das estatais para viabilizar os investimentos de infraestrutura do setor elétrico, o que confirma uma falsa dicotomia entre o setor público e setor privado, ou mesmo de que o Estado atua sempre de maneira complementar ou corretiva, com o intuito de suprir uma carência da ação privada. Diferentemente disso, o Estado atua politicamente de modo a tornar viável o processo de acumulação para o ente privado, seja abrindo espaços para a sua atuação, seja estabelecendo novos marcos legais, ou mitigando riscos, ou ainda aportando recursos financeiros. Por esse aspecto, corrobora-se a ideia da inexistência de atividades exclusivas do Estado, desde que o mesmo proporcione as condições políticas e econômicas para a atuação do capital privado.

O argumento de certa indispensabilidade das empresas privadas para a realização dos projetos, por serem mais eficientes, é contrariada quando são elencadas as razões que levam à associação das empresas privadas com as estatais (técnica, capacidade de pessoal, conhecimento jurídico, regulatório, político, etc.), visto que a suposta ineficiência não está relacionada à gestão ou o controle de capital, mas às regulações provenientes do aparelho estatal que submetem suas controladas e inviabilizam sua atuação, ao mesmo tempo em que permite ao ente privado ocupar aquele espaço, desde que o Estado proporcione as condições para isso.

Como consequência, as mesmas encontram nas sociedades de propósitos específicos a maneira pela qual podem atuar de forma a forjarem um agente privado. Ainda que transfiram técnica, conhecimento e estrutura administrativa, perdem autonomia, de modo a promoverem a transferência de recursos públicos aos entes privados, ao passo que socializam perdas. Por parte das empresas privadas, a associação com o parceiro público garante ampliação de seus negócios com redução dos riscos.

A seguir algumas considerações acerca da medida provisória 579, convertida em lei, que acarretou em novos conflitos no âmbito da atuação das estatais no setor elétrico brasileiro.

### 5.3.2. A Lei 12.783, de 2013 e novos conflitos quanto à atuação das estatais no setor elétrico brasileiro

A Medida Provisória 579 de 2012, convertida em lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, emerge em um contexto de pressões políticas e econômicas para se reduzir o custo da energia elétrica no Brasil. Conforme o dirigente de uma estatal entrevistado[93], quando do tema da medida provisória, a mesma resultou da necessidade da redução do risco Brasil, o que levou a Presidente Dilma Rousseff (2011-2014; 2015-2018) a se reunir com os principais agentes econômicos do país, "quase com o PIB do Brasil". O encontro foi capitaneado por Paulo Skaf, Presidente da Federação de Indústrias de São Paulo – FIESP e resultou em sugestões para o tratamento do tema ainda no primeiro mandato da Presidente.

O único consenso entre os agentes presentes foi a necessidade de se reduzir o custo da energia elétrica. Dentre as discussões, trabalhou-se a ideia de redução de impostos, o que requereria uma reforma tributária mais ampla, gerando conflitos federativos. Diferentemente desta solução, a resultante das discussões foi a Medida Provisória 579.

Conforme a Medida, a União, com base no artigo 19 da lei nº 9.074 de 1995, possibilitou a prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica, a critério do poder concedente, que venceriam entre 2015 e 2017 uma única vez pelo prazo de 30 anos, sendo que a remuneração pela tarifa seria calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, assim como a definição da alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. O objetivo seria o de assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço público e a modicidade tarifária.

Almeida (2012b) afirma que as ações tomadas com a MP 579 e depois lei 12.783, buscaram reduzir as tarifas elétricas por meio de uma tentativa por parte do governo de construir um novo equilíbrio entre as políticas para a garantia do suprimento, que havia levado a esforços de atração de investimentos por parte da iniciativa privada, e para a promoção da modicidade tarifária, sendo que este último, apesar dos leilões de menor preço, não teria recebido medidas mais contundentes

[93] Entrevista realizada em 17 de março de 2015.

desde as reformas setoriais. A busca pela modicidade tarifária seria então tratada por duas maneiras: i) por meio da carga tributária setorial, confusa e exagerada; e ii) a apropriação e justa divisão da renda hidráulica.

Os encargos setoriais deixaram de ser cobrados junto às distribuidoras, através da eliminação da Conta Consumo de Combustíveis (CCC), criada para promover a equalização tarifária; da Reserva Global de Reversão (RGR), para indenização dos ativos não amortizados no vencimento das concessões; e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para promover a universalização do acesso. O financiamento dessas políticas passou a ser realizada pelo Tesouro Nacional. Essa medida previa uma redução de 7% nas tarifas elétricas nacionais.

No que se refere à renda hidráulica, Almeida (2012b) afirma que com a proposta de não licitar as concessões das geradoras que venceriam a partir de 2013 e, ao invés disso, antecipar o vencimento das concessões em troca de uma extensão no prazo de concessão, não havendo ativos a serem amortizados nos novos contratos de concessão, o governo previu uma forte redução das tarifas, pois as novas seriam fixadas apenas pelo custo de serviço e somente os custos de operação e manutenção seriam pagos na tarifa. Essa seria a renda hidráulica, que decorre do diferencial entre os custos das centrais amortizadas e o preço de equilíbrio de mercado (LOSEKANN, 2012).

Almeida (2012b) ressalta que a medida promoveria a socialização da renda hidráulica das grandes hidrelétricas já amortizadas, pois como parte do custo das grandes hidrelétricas é o custo de capital, as usinas hidrelétricas já amortizadas teriam a tarifa muito mais baixa que as novas usinas. Assim, o governo poderia estabelecer regras de oferta desta energia entre as distribuidoras e o mercado livre o que contribuiria para a modicidade tarifária. No entanto, esta medida correria o risco, e por isso muito criticada, de promover a descapitalização das empresas em sua maioria estatais, em processo de renovação de concessões, sobretudo as empresas do grupo Eletrobrás, que passaram a ter dificuldades para manter o fluxo de caixa adequado para os compromissos com os investimentos setoriais.

Como destaca o autor, o que também pode ser verificado na análise que se segue, as empresas estatais tiveram papel estratégico para viabilizar grandes projetos hidrelétricos com tarifas baixas, ao participarem do processo de expansão no novo

modelo e estarem presentes em todos os projetos estruturantes. Ao terem sua receita fortemente reduzida, esse papel poderia vir a ser prejudicado.

Em entrevista concedida à rádio Câmara, em 13 de dezembro de 2012, Luis Pinguelli Rosa, professor da COPPE/UFRJ e ex-Presidente da Eletrobrás, criticou o mecanismo utilizado para promover a redução das tarifas, que diminuiria a receita do grupo Eletrobrás em 70%, “inviabilizando um antigo projeto, que era o de transformar a elétrica em uma equivalente da Petrobras” (PINGUELLI, 2012). Pinguelli afirma que a intenção estaria correta, mas não o caminho, pois

> Em primeiro lugar, esse cálculo (das tarifas) tem que incluir o quanto é necessário para a *performance* no nível técnico necessitado dessas empresas e não um cálculo por usina. Essa história de cálculo por usina pode ser feita num país termelétrico. Nós continuamos um pouco influenciados pelo modelo inglês, que foi aquele seguido na reforma do governo Fernando Henrique Cardoso no setor elétrico, da privatização do setor (PINGUELLI ROSA, em entrevista ao Ilumina, 2012).

A expectativa do governo era reduzir em 20%, porém na opinião de Pinguelli essa redução seria impossível de ser alcançada, em parte porque as estatais estaduais Cemig, Copel e Cesp, detentoras de um parque importante, não aceitaram a medida. Por outro lado, a estiagem nos anos posteriores requereu o acionamento das térmicas, já argumentado por Pinguelli como importante fator de rigidez do preço.

De acordo com Pinguelli Rosa (2015), a renovação das concessões contrariou o Presidente da Fiesp, porém acarretou em forte redução da remuneração da geração elétrica pelas usinas consideradas amortizadas, o que colocou as empresas do grupo Eletrobras em grandes dificuldades, sobretudo Furnas, Chesf e Eletronorte. Apesar de reconhecer a necessidade de redução das tarifas, o autor critica o modo como isso foi realizado, ao fragilizar particularmente as geradoras federais.

Sobre todo o processo, o Presidente de uma estatal em entrevista para esta pesquisa afirmou o seguinte:

> A ideia, que foi muito interessante, brilhante eu acho, mal executada em vários aspectos, mas brilhante, foi de oferecer para os agentes que estavam perdendo essa concessão, que já havia sido renovada (...) com a tarifa cheia (...) o suficiente para fazer todas as suas obrigações (...), portanto com a tarifa além do custo, (...) esse montante de tarifa adicional, o que seria justo do ponto de vista que esse ativo não é das empresas é da União, foi aplicado em investimentos no setor, que eram empresas basicamente estatais, não foram transformadas em dividendos e exportadas do setor. Esse término da concessão, pela legislação, previa que essas concessões fossem licitadas pelo poder concedente e inclusive os detentores dessa concessão para permanecerem com ela teriam que ir ao leilão (...) ‘você abre mão desses

> dois anos de concessão, eu te dou uma concessão aqui para a usina de X por mais 30 anos e você não precisa ter leilão'. É uma questão de fazer conta, quanto vou ganhar em dois anos e quanto vou ter pelo valor presente em 30 anos de concessão. Nós fizemos as contas e entendemos que era melhor. Tiveram alguns problemas complicados. Um deles foi um erro de planejamento, (...) não foram feitos nessa ocasião leilões que compensassem a energia que sairia do balanço das distribuidoras (...) as distribuidoras ficaram expostas a uma subcontratação (...). Teve uma questão (...) de fundo político que foram as empresas Cemig, Copel e Cesp não aceitarem essa opção, o que fez com que essa energia fosse comercializada no mercado livre [entre 2013 e 2015], deixou de ser comercializada no mercado regulado e com isso as distribuidoras ficaram significativamente expostas [pois tiveram que pagar preço do mercado livre]. O Brasil teve anos de seca e como tudo na vida, a reação foi um pouco lenta. A orientação para despachar térmica gera custo e ninguém queria onerar a tarifa, então o primeiro movimento de geração de térmica foi um pouco mais demorado (...) (Entrevista realizada em 17 de março de 2015).

Por outro lado, um especialista entrevistado, comentando o tema da MP 579, apontou várias consequências para as empresas estatais a partir dessa medida, dentre elas a saúde financeira, a insegurança jurídica para novos investimentos por parte de agentes privados e a incapacidade de articularem os reservatórios ao desenvolvimento regional:

> foi a maior barbeiragem que um governo pode fazer (...) em nome de se recuperar um conceito de serviço público, mas com uma obsessão por baixar tarifas sem diagnóstico na realidade. Você nunca viu o governo dizer por que é que as tarifas aumentaram, têm razões, ao longo do tempo você vai vendo as razões, mas ninguém fala nisso. Então para conseguir uma redução tarifária da ordem de 20% para a indústria e 16% (...) cometeram um verdadeiro crime contra as geradoras. Os valores que eles colocaram para a tarifa por usina, uma bizarrice completa, pois isso não existe em lugar nenhum do mundo, você não vai encontrar em nenhum lugar do mundo uma usina que tenha tarifa, a instalação ter uma tarifa, quem tem tarifa é a empresa que explora aquela usina. Se a usina já está amortizada, você pode recuperar esse ganho através de uma fiscalização e negociação com a empresa sobre a taxa de lucro que ela está tendo. Se ela amortizou tudo, o lucro dela explode (...). Os valores que foram definidos pela Eletrobrás são 1/3 dos preços internacionais (Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013).

Sobre a insegurança jurídica e financeira para decisões quanto aos novos investimentos, ele destaca os possíveis conflitos que ocorrerão quando acabarem as concessões junto às empresas privadas que entraram no setor durante a privatização, caso haja qualquer proposta semelhante ao que foi a MP 579.

> Imagina um investidor privado que está com a usina dele (...) exemplo, a Tractebel (...) que está lá com as usinas que ela comprou da Eletrosul, daqui a pouco ela vai chegar nessa situação, ela vai aceitar que o governo diga quanto é que custa a manutenção? (...) Você cria um ambiente que é a pior situação (...) as estatais ficaram sem recurso, principalmente a Eletrobrás. A

> Eletrobrás perdeu de receita, da noite para o dia, 70% (...). Alguém me arranje um outro exemplo onde um governo tenha provocado uma queda de receita de 70% (...). O Estado passa a ser incapaz e o setor privado com medo de ser obrigado a aguentar uma coisa dessas. A não ser que no futuro o governo mude e diga que isso só vale para a estatal, não sei (...) (Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013).

No que se refere à perda do caráter de serviço público, o engenheiro destaca o papel das usinas hidrelétricas para além da geração de energia, visto sua atuação no desenvolvimento territorial, que é impactado pela necessidade de baixar a tarifa a qualquer custo. De acordo com ele,

> Acabou o conceito de serviço público, a usina hidrelétrica não é uma fábrica de kWh, ao contrário da térmica e da eólica. Você não tem associada àquelas máquinas um alagamento, um reservatório, você não tem um rio, você não tem uma relação com a região. No caso de uma usina hidrelétrica, ela é muito mais que uma fábrica de kWh, ela pode ser irrigação, transporte fluvial, pode fazer projetos de piscicultura, turismo, e o que está acontecendo com essa tarifa que foi definida ela só olha os transformadores, as turbinas, a malha de terra (...). Então, por exemplo, a usina de Furnas, tem 52 municípios em torno do lago de Furnas (...) a história da usina é uma história ligada àquela região. A região mudou (...) Furnas mantém um serviço de barcas no reservatório, a tarifa não vai cobrir (...) mantém um projeto de piscicultura (...) mantém um parque de estudos de floricultura (...) agora que estão exigindo que as usinas cuidem de matas ciliares, Furnas muito antes estava fazendo isso. Então quando você diz que a tarifa de uma usina é exclusivamente o custo de pessoal e manutenção dos equipamentos elétricos, você desvincula tudo isso (...) A indenização que ele está bancando para a Eletrobrás é baixa e a tarifa por usina é insuficiente (Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013).

Entre problemas políticos e técnicos, as empresas do sistema Eletrobrás aceitaram a proposta, recusada apenas pelas empresas estaduais Cemig, Cesp e Copel, controladas pelos governos de Minas Gerais, São Paulo e Paraná, na ocasião eram oposição ao governo federal. Ao encerramento do prazo de concessão dessas empresas, os empreendimentos voltaram ao poder concedente, que realizou novo leilão de concessão. Em 25 de novembro de 2015, ocorreu o leilão de energia existente, em que foram arrematados 28 empreendimentos, totalizando 6.000 MW. As usinas hidrelétricas licitadas neste leilão destinarão 70% de sua garantia física ao mercado regulado, podendo o restante ser negociado no mercado livre a partir de 2017, de maneira que ativos já amortizados passarão a ser comercializados a preços de mercado (PORTAL BRASIL, 2015; EBC, 2016).

O setor elétrico foi pauta do debate político-eleitoral em 2014 e ainda que haja ocorrido reeleição presidencial, a questão da energia elétrica recebeu atenção durante todo o ano de 2015 em decorrência das secas e da ameaça de racionamento que, no

entanto, não ocorreu. Porém, a necessidade de se acionarem as térmicas fez com que as medidas para reduzir o preço da energia elétrica fossem compensadas pela elevação de custos acarretada pelas térmicas, o que resultou em elevação no preço da energia, com impactos na inflação e desgaste político para o governo. Tais aspectos somados a outros em curso (Operação Lava-Jato, medidas recessivas a partir do segundo mandato da Presidente Dilma e oposição empenhada no pedido de impedimento desde o início de 2015), levaram à queda de popularidade do governo e em dificuldades para reverter a crise econômica e política.

### 5.4. O marco regulatório de 2004, dez anos depois

Ao chegar aos 10 anos de sua implementação, o marco regulatório de 2014 foi colocado à prova, em face a crise setorial e, naquele momento, ameaças de racionamento. De acordo com os especialistas do setor elétrico, além das razões conjunturais, como a instabilidade hidrológica, questões técnicas e políticas contribuíram para o novo contexto de crise. Ainda que a possibilidade de racionamento tenha sido afastada, os custos sociais, econômicos e políticos para o setor elétrico brasileiro ainda marcam o cenário de instabilidade.

De acordo com um especialista entrevistado[94], ainda que tenha ocorrido alterações regulatórias em 2004, com as leis 10.847 e 10.848, o modelo predominante foi aquele estabelecido pela reforma setorial da década de 1990. Segundo ele, não houve uma grande mudança a partir do marco regulatório de 2004, pois os elementos criados em 1995 prevaleceram, como a figura do produtor independente, o mercado livre e a organização de consumidores e produtores, os agentes em geral, em associações: Associação Brasileira dos Produtores de Energia Elétrica (APINE), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre (ABRACE), Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidrelétricas (Abrapch), Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), entre outras, de maneira a se formar “uma espécie de grandes associações lobistas, na minha opinião, em que cada uma defende seu interesse” (Especialista entrevistado em 23 de dezembro de 2013).

[94] Em entrevista realizada pela pesquisadora em 23 de dezembro de 2013.

Quanto ao novo papel do Estado após o marco regulatório de 2004, o especialista destaca a fragmentação setorial ocorrida desde os anos de 1990.

> O Estado muito fragmentado, porque tudo o que hoje é feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), pela Agência Reguladora [ANEEL], pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), pela Empresa de Planejamento Energético [EPE], fora o Comitê de Monitoramento [CMSE] (...), isso tudo era feito pela Eletrobrás. Então, se [antes] havia uma possibilidade de o Estado se proteger de alguma ação voltada para os interesses muito específicos de um setor, agora ele [o Estado] está muito mais vulnerável. Porque essas instituições (...) elas quase não se falam. Está tudo muito separado; não é só fragmentação institucional, é uma fragmentação de metodologia, elas não estão integradas como eram na época da Eletrobrás (Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013).

Antes da reforma, cabia à empresa estatal Eletrobrás o papel de coordenadora do planejamento e da operação, sem ser o governo.

> O que ela [Eletrobrás] fazia também era trazer para a mesa de discussão os desejos de cada distribuidora, de cada empresa, mas na realidade aquilo era tudo debatido. Não existia um comitê de planejamento, (...) hoje em dia você tem a Empresa de Planejamento Energético (EPE), antigamente era um Colegiado, o planejamento era obrigatório que todas as empresas participassem (...) você tinha um organismo do Estado que olhava o setor como um todo, sob todos os aspectos, hoje você tem a Câmara de Comercialização que olha só o mercado, o planejamento que olha só a visão para frente, a operação tem um foco só na operação, às vezes nem reconhece as interseções de uma coisa com outra, no caso do setor elétrico brasileiro é muito forte, estamos em uma situação muito vulnerável (Entrevista realizada em 23 de dezembro de 2013).

Altino Ventura Filho, funcionário de carreira da Eletrobrás, onde ocupou a Presidência em 2002 e atualmente está na Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, fez a seguinte colocação acerca das transformações a que sofreu a Eletrobrás a partir das reformas setoriais iniciadas na década de 1990 e consolidadas com o marco regulatório de 2004:

> (...) É claro que em ambas as atividades, de operação e planejamento, o GCOI e no GCPS, a Eletrobras mobilizava todas as empresas, todos os agentes que faziam parte, quer dizer, seja de geração, de transmissão ou de distribuição. Havia, portanto, uma sinergia muito grande, porque a Eletrobras podia mobilizar profissionais de todas as empresas de energia no Brasil e isso fazia com que a força de trabalho da Eletrobras fosse ampliada de uma maneira significativa (...) Então, essa transformação, realmente fez com que a Eletrobras se tornasse outra empresa. Hoje, ela é uma *holding* das várias empresas que atuam no Brasil; tem um papel muito relevante, porque ela tem uma parcela muito grande no nosso sistema de transmissão e geração (...) é um grande investidor, atualmente, com o setor privado, nas SPEs, que é um modelo que o Brasil, de alguma maneira, inovou (...) Então, a Eletrobras hoje,

> ela está muito voltada para a sua atuação como *holding*, uma atuação muito importante, junto com todas as empresas que fazem parte do grupo Eletrobras, que tem um papel extremamente relevante no Brasil para o futuro. Essa atividade não deixa de ter uma certa abrangência, mas é menor do que a que tinha anteriormente (VENTURA FILHO para Memória da Eletricidade, 2011).

As citações destacam as consequências das reformas setoriais tanto para o planejamento setorial, seu caráter fragmentado, quanto para a Eletrobrás dentro do sistema, que deixa de realizar várias funções, de modo a se tornar uma empresa como as outras, apesar de submetida às restrições. Ainda que o planejamento tenha sido parcialmente recuperado a partir de 2004, o caráter da fragmentação é sugerido como um ponto negativo das reformas, assim como ter deixado de contar com a capacidade de centralização da empresa estatal no cumprimento da função de articular os distintos agentes.

A questão da fragmentação e da necessidade de diálogo com diversos agentes para a tomada de decisões, de maneira colegiada, foi apontada por Queiroz (2014), como consequência do modelo vigente. Em sua opinião, ainda que não tenha culminado em racionamento, as soluções encontradas para a crise enfrentada pelo setor elétrico em 2014 acarretaram no aumento do preço da energia e, consequentemente, pressão inflacionária, assim como receberam um componente político para sua explicação.

Ao elencar as diversas razões para a crise setorial, que passa por questões referentes ao despacho do sistema, a dificuldade em operar o sistema sem reservatórios[95], a dívida das distribuidoras e as críticas ao critério de modicidade tarifária, o autor aponta que a falta de diálogo entre os diversos agentes setoriais e a ausência de participação dos mesmos em um modelo de colegiado acarreta em riscos para que se cumpra o planejado pelas instituições responsáveis.

Como exemplo, Queiroz (2014) afirma que as usinas hidrelétricas planejadas pela EPE nos planos decenais, como Belo Monte (PA), Tapajós (PA), Teles Pires (PA/MT) e São Manoel (PA), já foram ajuizadas e podem acarretar em atrasos,

[95] A expansão setorial tem ocorrido por meio de projetos à fio d'água, com reduzida formação de reservatório. A justificativa é a minimização de impactos ambientais, sobretudo, quando se trata da implementação de hidrelétricas na Amazônia. No entanto, ao não armazenar recursos hídricos nos reservatórios, acarreta na redução da confiabilidade do sistema em períodos de estiagem. Além disso, os antigos reservatórios são acometidos pelo processo de assoreamento, o que requer constante manutenção por parte dos concessionários, para manter a capacidade de armazenamento dos mesmos.

comprometendo os prazos para que entrem em operação os 15 GW previstos até 2022, o que acomete em incertezas para a atração de investimentos privados. Caso essas propostas tivessem contado com a participação de diversos agentes e negociação entre vários atores envolvidos, em um ambiente colegiado, tais incertezas teriam sido dirimidas. Para Queiroz (2014), a ausência de diálogo com os diversos agentes do sistema elétrico, técnicos, acadêmicos, agentes setoriais, está na origem da ineficácia da MP579, ou na sua efetividade apenas parcial.

Provocado pela discussão de Queiroz (2014), Bicalho (2014), afirma que um traço essencial da operação e expansão do setor elétrico é a necessidade de coordenação técnica, econômica e política. Em termos físicos, a coordenação técnica decorre da característica fundamental do sistema brasileiro que é a sua interdependência.

Tal interdependência decorre de dois atributos básicos da eletricidade: i) a de não poder ser economicamente estocada, o que acarreta que os processos de geração, transmissão e distribuição devam ocorrer simultaneamente e; ii) como esses processos, no limite, estão no mesmo campo elétrico, o que acontece em qualquer um deles afeta instantaneamente todos os demais. A interdependência verificada no setor elétrico, decorrente da não-estocabilidade da energia elétrica e do seu caráter sistêmico, não ocorre necessariamente em outros setores da economia.

Como consequência, Bicalho (2014) afirma que a interdependência física decorrente do produto se estende para os agentes econômicos que detêm o controle sobre cada um desses processos (geradores, transportadores, distribuidores e consumidores), de modo a exigir interdependência entre os agentes econômicos. Dada a complexidade que envolve um sistema interdependente para a tomada de decisões, historicamente, optou-se pela coordenação, baseada na compatibilização prévia das ações e decisões dos agentes, o que pode e o que não pode ser feito, e as penalidades no caso de descumprimento na tomada de decisão. O autor afirma que

> A partir da percepção da sociedade de que a eletricidade era essencial para o seu desenvolvimento e para o seu bem-estar, a natureza pública prevaleceu sobre a natureza privada da atividade elétrica, e o objetivo, o espaço e os agentes da coordenação passaram a ter um caráter público, portanto, sujeitos ao interesse público. Nesse sentido, coube, e ainda cabe, ao Estado o papel de definidor em última instância da coordenação técnica e econômica que vai prevalecer no setor elétrico, incorporando, de forma inescapável, a dimensão política à atividade elétrica. Essa incorporação significa que a complexidade adquire uma face política, representada pela dificuldade de prever os

> resultados da interação entre os agentes políticos, na defesa dos interesses dos atores presentes no mercado elétrico (BICALHO, 2014, grifo nosso).

Bicalho (2014) ressalta, nesse sentido, a importância da coordenação política na medida em que ela sustenta o marco institucional de regras, normas e organizações que constituem as coordenações técnica e econômica no setor elétrico. Ele afirma que desde os primórdios de seu desenvolvimento no Brasil, o setor elétrico tem aumentado crescentemente sua complexidade, esta apenas manejada com continuado aumento da capacidade de coordenação das instituições ligadas ao setor, que permitiram a expansão e a operação setorial, para as quais a coordenação política foi crucial.

O autor afirma, no entanto, que a dotação institucional atual não tem sido capaz de prover de forma sustentada e estável a coordenação adequada à complexidade do sistema. A razão é que, apesar de dotação institucional ter sido capaz de mobilizar recursos necessários para superar crises, não tem sido capaz de antecipá-las.

> As reformas noventistas ampliaram, por um lado, a complexidade da indústria elétrica brasileira – através da privatização e da tentativa de introduzir a competição – e aprofundaram, por outro, a crise de coordenação setorial – resultante da fragilidade concreta do aparato institucional que se buscou construir. Dessa maneira, a explosão da complexidade técnica, econômica e política advinda da própria reforma não encontrou um aumento correspondente na capacidade de coordenação técnica, econômica e política das instituições criadas por ela. O déficit institucional foi às alturas, implodindo o novo modelo em implantação (BICALHO, 2014).

Para ele, o modelo de 2004 procurou enfrentar o problema de coordenação mediante a criação de um conjunto de regras – garantia de suprimento, mecanismos de leilões e instituições – que foram bem-sucedidas na década de 2000: a complexidade crescente, porém, teria exposto a vulnerabilidade do modelo em curso.

Entre as razões da crise atual estaria a acentuada perda de capacidade de regularização de reservatórios – dentre as razões a implementação de usinas a fio d'água, que não permite essa regularização. Outra razão está na cadeia produtiva e nas empresas, pois a desverticalização e fragmentação do controle econômico iniciado na década de 1990 continuou aumentando o número de distintos agentes econômicos na atividade elétrica, o que torna mais difícil a coordenação econômica.

O mesmo ocorreu com os agentes sociais e políticos, fazendo com que a fragmentação de interesses torne a gestão dos conflitos mais "dura e custosa; abrindo

espaço para a judicialização que só aumenta a incerteza e os custos do setor, tendo impactos desastrosos sobre o investimento e a expansão" (BICALHO, 2014).

> Nesse quadro de capacidade de regularização limitada e crescente complexidade, um regime hidráulico extremamente desfavorável produziu efeitos econômicos e sociais negativos que se propagaram de forma imprevisível e incontrolável pelo sistema. A agenda mínima comum, construída pela coordenação gerada pelo modelo institucional vigente, implodiu em várias agendas individuais e a estratégia dos agentes passou a ser simplesmente fugir do prejuízo. Ou seja; repassar o mico (BICALHO, 2014).

Como consequência, as decisões que envolvem a hidroeletricidade têm sido envoltas a desequilíbrios técnicos, econômicos e políticos, dada a dependência da matriz elétrica brasileira à fonte hidráulica.

Analisando a solução advinda da MP579, Bicalho (2014) afirma que a estratégia do governo de intervenção unilateral foi equivocada, pois acarretou na redução da possibilidade de coordenação efetiva dos agentes setoriais. Tal redução implicou na desmobilização efetiva dos recursos desses agentes para a superação da crise, o que fez com que os únicos recursos disponíveis fossem os do Estado, acarretando em uma transferência de recursos públicos para agentes privados.

Bicalho (2014) afirma que se esses recursos foram suficientes para em um primeiro momento bancar a transferência de renda, via MP 579, que acarretou na forte redução da receita das estatais, como destacado anteriormente, "eles [os recursos] não bastaram para socorrer as distribuidoras, obrigando o governo a recorrer a um pouco ortodoxo empréstimo bancário via a CCEE para tentar resolver o problema mediante uma solução privada".

> Em outras palavras, os recursos do Estado são limitados e não bastam para alavancar a saída da crise. Usar esses recursos para garantir o *enforcement* estatal no processo de coordenação é um indício de fragilidade institucional, não o contrário. Principalmente, quando essa limitação é tão evidente que o próprio Governo, emparedado pela restrição fiscal, é apanhado passando o mico do socorro às distribuidoras a uma entidade privada, no caso a CCEE. Dessa maneira, mais uma vez nossas instituições não foram capazes de fornecer a coordenação necessária para lidar com a crescente complexidade do setor elétrico brasileiro (BICALHO, 2014).

Em última instância, o autor atesta a incapacidade de o Estado brasileiro e a sociedade construírem instituições que garantam a sustentabilidade econômica, social e ambiental do setor elétrico, sem restringi-los a interesses de curto-prazo, muitas vezes condicionadas por processos eleitorais.

A diversidade de objetivos quanto à intervenção do Estado no setor de energia no país tem contribuído para o enfraquecimento do elo tradicional entre o setor energético e o desenvolvimento econômico nacional. Para Almeida (2012a), a energia deixou de ser uma vantagem comparativa do Brasil, já que os preços muitas vezes têm alcançado patamares mais elevados do que os dos países sem dotação de recursos energéticos. Essa elevação dos custos energéticos é sintoma de que a política energética nacional perdeu a capacidade de elaborar e implementar uma visão estratégica, em que o setor energético representa uma infraestrutura para a promoção do crescimento e desenvolvimento.

Para entender a perda do elo entre energia e desenvolvimento, Almeida (2012a) julga necessária uma visão histórica dessa relação no país, em que destaca a importância do setor energético para o desenvolvimento econômico e o processo de industrialização. “Foi o reconhecimento de que este pilar não era capaz de sustentar o nosso desenvolvimento que levou o Estado brasileiro a interferir no setor de energia visando criar as condições para a estruturação e o crescimento deste setor” (ALMEIDA, 2014a), o que levou à criação das empresas estatais e um arranjo institucional favorável ao financiamento e crescimento do setor elétrico brasileiro.

De acordo com Almeida (2012a), a solução para a crise setorial da década de 1980, na esteira da crise financeira e política do Estado brasileiro, acarretou no aumento da complexidade da indústria de energia e tornou mais difícil a relação entre Estado e setor energético. Com a entrada do capital privado, cresceu o número de agentes atuando no setor elétrico. Como consequência, um setor que era formado por dezenas de empresas estatais na década de 1980, passa a contar com milhares de empresas atuando em diferentes setores energéticos (biocombustíveis, petróleo e gás natural, eletricidade) com múltiplos interesses.

> Antes, a elaboração de uma estratégia energética nacional dependia da visão do governo sobre os caminhos do desenvolvimento, e a industrialização era o caminho óbvio. Agora, não apenas o caminho deixou de ser óbvio, mas o governo é objeto de pressões das empresas e atores de cada segmento energético em busca de um “lugar ao sol” na política energética nacional. O resultado não podia ser outro: ao tentar um compromisso entre as mais diferentes visões e (legítimos) interesses do setor energético, nossa política energética perdeu sua capacidade de fazer escolhas e implementar orientações estratégicas (ALMEIDA, 2012a)

O mesmo autor afirma ainda que, após a progressiva liberalização do mercado elétrico na década de 1990, todos os esforços do governo se orientaram para garantir

a atratividade para o investimento privado, a fim de assegurar nos investimentos a segurança de suprimento (ALMEIDA, 2012a). Dentre os esforços para atrair os investimentos do capital privado para o setor elétrico, podem ser citados a privatização do setor de distribuição de eletricidade através da oferta de contratos de concessão atrativos, a oferta de crédito do BNDES aos investidores privados; as regras de *self-dealing* para os investimentos na geração por parte das distribuidoras e o Programa Prioritário de Geração Termelétrica – PPT. Essas iniciativas marcaram os primeiros anos da reforma da década de 1990 (entre 1995 e 2000), ocorreram em um contexto de escassez de capital no mercado internacional e instabilidade econômica no país (fim do câmbio fixo, desvalorização cambial, crises externas, etc.).

Com a crise de racionamento de 2001, a saída viria pelo marco regulatório de 2004, que buscava novas garantias para os investimentos. O principal objetivo foi criar o mercado regulado de energia elétrica, através do qual foi possível centralizar a compra de energia por parte das distribuidoras a partir de contratos de longo-prazo, o que proporcionou segurança aos investidores da expansão setorial. Dessa maneira, a questão dos investimentos privados para o mercado regulado estaria equacionada, pois o mesmo atraiu uma quantidade de empresas investidoras permitindo “um intenso processo de competição na expansão do sistema elétrico nacional” (ALMEIDA, 2012a).

Almeida (2012b) afirma que, se por um lado afastou-se o risco de racionamento, por outro lado as tarifas elétricas passaram por um processo de forte elevação, apesar dos leilões de menor tarifa. A razão foi o desequilíbrio entre os esforços das políticas públicas para atrair investimento e o esforço para promover a modicidade tarifária.

> Para começar, o governo não deu a devida atenção à questão da socialização da renda hidráulica. Ao deixar os contratos iniciais vencerem antes de organizar os leilões do mercado regulado (2002 a 2004), o governo acabou forçando as grandes empresas produtoras de energia hidrelétrica a venderem esta energia a preços muito baixos para o mercado livre. Esta verdadeira “xepa” do mercado elétrico foi festejada por grandes empresas consumidoras, mas causou uma enorme distorção no mercado elétrico. Os preços praticados no mercado livre ficaram muito mais baixos que os praticados no mercado regulado. Cerca de metade da demanda de energia do setor industrial migrou para mercado livre (25% da demanda elétrica total), deixando este mercado com um tamanho muito maior que o inicialmente planejado pelo governo. O mercado livre simplesmente ficou “grande demais para quebrar”. Os problemas de segurança de abastecimento e de preço no mercado livre se tornaram questões para política pública. Com a falta de investimentos na

> produção de energia para o mercado livre, os preços neste mercado aumentaram rapidamente fazendo com que as empresas enfrentassem sérias dificuldades com os vencimentos dos contratos assinados entre 2002 e 2004. Por esta razão, os grandes consumidores passaram a pressionar o governo para ter acesso às fontes de energia mais competitivas (ALMEIDA, 2012b).

Com relação ao mercado regulado, ainda que a energia elétrica de usinas antigas tenha tido seus preços máximos estabelecidos pelo governo em níveis relativamente baixos, essa situação não foi suficiente para impedir a escalada dos preços e tarifas, pois a energia nova que entrou em operação entre 2005 e 2012 foi principalmente oriunda de fontes relativamente caras, como as renováveis, oriundas de grandes projetos hidrelétricos, com longo prazo de maturação e intensivos em capital e as termelétricas (demandantes de combustíveis fósseis). Apesar do esforço político e financeiro do governo para viabilizar novos grandes projetos hidrelétricos com preços da energia mais baixos, tais usinas demoraram ou ainda não entraram em operação, não contribuindo para a modicidade tarifária (ALMEIDA, 2012b). Somam-se a isso as secas que requereram o acionamento de térmicas, o que elevou o preço das tarifas entre os anos de 2013 e 2015.

Além disso, o governo não enfrentou a questão do excesso da carga tributária no setor elétrico, que chega a representar 50% do preço da tarifa. As medidas oriundas da MP 579, e depois lei 12.783, buscaram, segundo Almeida (2012b), construir um novo equilíbrio entre as políticas públicas para garantir o suprimento e para a promoção da modicidade tarifária, como anteriormente tratado. No entanto, o autor destaca que além da descapitalização das estatais, “um sistema que depende do capital privado deve escolher bem as políticas públicas e informar corretamente ao mercado”.

> A forma de divulgação das medidas demonstrou que o governo teve muita pressa com o tema da redução das tarifas. A divulgação das medidas sem detalhar as metodologias de cálculo das indenizações, das novas tarifas e as regras de alocação da energia das novas concessões foi interpretada como um voluntarismo do governo. Ficou claro para o mercado que as medidas foram anunciadas sem os devidos estudos técnicos para averiguar os impactos e consequências das medidas (ALMEIDA, 2012b).

A política energética, que antes atendia a um projeto de desenvolvimento, passa a ter como objetivo o crescimento energético em si mesmo, qual seja, promover o investimento (de preferência privado) e o crescimento do setor energético.

> Até recentemente a visão estratégica do governo para o setor de biocombustíveis era transformar o Brasil num grande exportador de etanol. Atualmente, os olhos do governo se voltam para o potencial exportador do petróleo com as descobertas do Pré-sal. Esta visão relega a um segundo plano o papel da energia como infraestrutura. A grande atenção está voltada para os impactos econômicos potenciais dos investimentos na expansão do setor energético e, em particular, petroleiro. Enquanto isto, as indústrias não energéticas, em particular as energo-intensivas, vêm amargando uma acelerada perda de competitividade em função da elevação dos custos energéticos no país. É importante buscar caminhos para que o crescimento do setor energético não seja um objetivo intrínseco e sem conexão com o resto dos setores industriais. Para isto, a sociedade nacional e o Estado devem refletir sobre como resgatar o elo perdido entre energia e desenvolvimento na política energética nacional (ALMEIDA, 2012b).

Com essa passagem, enfatiza-se a perda de um horizonte de longo prazo que articule o setor elétrico a um projeto de desenvolvimento, preterido por uma estratégia em que a valorização do ativo energia e a rentabilidade de seus agentes passem a ser a meta a ser alcançada. O setor torna-se um mercado em si mesmo e não um provedor de um insumo capaz de viabilizar a acumulação. O objetivo priorizado concorre com a visão da energia elétrica como suprimento para o desenvolvimento econômico. Para o autor, há dificuldades em encontrar um equilíbrio entre as políticas públicas visando garantir o suprimento energético em um contexto de participação do capital privado e as políticas para promover a modicidade tarifária.

Losekann (2014a), em um balanço sobre os 10 anos do marco regulatório, afirma que, apesar da introdução do planejamento setorial, do mecanismo de leilões e dos contratos de longo prazo, a crise que marcou o ano de 2014[96], sobretudo no que se refere às tarifas, contém fatores conjunturais, estruturais e políticos. No que se refere aos fatores conjunturais estão a questão da hidrologia adversa por parte da oferta e o crescimento do consumo por parte da demanda, ainda que contido (LOSEKANN, 2014b). A hidrologia e a demanda, entretanto, não são suficientes para explicar a instabilidade que acometeu o setor a partir de 2014.

Para Losekann (2014a), os fatores estruturais contribuíram fortemente e não estão relacionados ao insuficiente acréscimo na capacidade instalada, pois o mesmo acompanhou, desde 2004, o crescimento no consumo. O fator estrutural determinante

[96] Conforme Losekann (2014a), o ano de 2014 testemunhou reservatórios abaixo do nível de segurança do sistema (36% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 42% no Nordeste), o que colocou o país mais uma vez sob o risco de racionamento energético, o que não ocorreu pela possibilidade de se acionar as térmicas e pela queda no consumo (Losekann, 2014b), além dos problemas financeiros causados por custos não incorporados que somaram R$30 bilhões de reais e acarretaram em medidas governamentais para socorrer o colapso financeiro das distribuidoras.

é a perda de capacidade na regularização dos reservatórios, também atribuído por Bicalho (2014) como um fator de instabilidade e crise. A necessidade de se utilizar as térmicas de maneira continuada, que foram planejadas para entrarem em operação apenas esporadicamente, cobrou um elevado preço para a sociedade.

No que se refere aos fatores políticos, o autor destaca o desequilíbrio contratual a partir da MP 579. Uma das medidas essenciais do modelo de 2004 foi a obrigatoriedade de as distribuidoras contratarem 100% da demanda, reservando ao mercado de curto prazo um papel apenas de balanço temporário. Com o vencimento dos contratos de energia existentes negociados em 2004, as distribuidoras teriam de recompor seus portfólios de contratos. Em parte, foram recompostos, com a proposta da MP 579; no entanto, com a recusa em aceitar a proposta do governo de empresas estaduais – Copel, Cemig e Cesp – fez com que a energia ficasse descontratada, sendo negociada no mercado livre. O governo realizou leilões de energia existente para recompor a oferta, mas apenas o leilão realizado em dezembro de 2013 teve interessados, em volume aquém do necessário para cobrir o desequilíbrio.

Como consequência, 5% da energia consumida no país ficou descontratada, o que alterou a meta de contratação de 100% da demanda e as distribuidoras foram levadas a uma involuntária exposição ao mercado de curto prazo, encarecido. Losekann (2014a) afirma que mesmo que a crise não tenha implicado em racionamento de eletricidade, como pôde ser verificado, gerou um custo significativo para a sociedade brasileira, na forma de tarifas mais elevadas no futuro e de desajuste nas contas públicas. Pode-se acrescentar ainda a insegurança jurídica e a vulnerabilidade econômica do setor elétrico brasileiro, bem como a inflação, sensível aos preços de energia elétrica.

**Considerações do capítulo**

O capítulo 5 discutiu as principais diretrizes e instrumentos legais que nortearam a reforma das instituições e do marco regulatório do setor elétrico, em 2004, com destaque para a retomada do planejamento setorial determinativo de longo prazo, realizado pelo Estado, e a retomada da atuação das estatais para a realização de investimentos setoriais.

No que se refere ao planejamento, o mesmo ficou a cargo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, bem como foi definido que o Conselho Nacional de

Política Energética – CNPE, estabelecesse os empreendimentos considerados estruturantes para a segurança do sistema elétrico. Vale ressaltar que a função de planejamento, assim como outras funções, era atributo da Eletrobrás, que se retira de várias atividades no novo organograma setorial.

Ainda que tenha retomado suas funções de investimento setorial, as empresas estatais, com destaque para a *holding* Eletrobrás, associam-se a empresas privadas com o intuito de realizarem seus investimentos, em um arcabouço institucional de uma empresa privada. A justificativa de que as estatais atuariam de maneira mais eficiente, pois vinculadas ao parceiro privado, escamoteia o fato de que a morosidade, a suposta ineficiência do ente estatal está relacionada aos constrangimentos legais a que as entidades administradas pelos entes federativos estão sujeitas, como a lei 8.666, e mesmo a que regulamenta as parcerias público-privadas (lei 11.079), que veda às empresas da administração pública o controle das sociedades de propósito específicos.

Os depoimentos de dirigentes e especialistas no setor elétrico revelam que apesar do resgate ao princípio do planejamento e a atuação das estatais, a lógica setorial predominante é a que vigorou na reforma setorial dos anos de 1990. Mais recentemente a medida provisória 579, depois convertida em lei, que buscou a retomada do princípio de serviço público por parte do Estado, com o intuito de interferir nas tarifas, assim o fez através do sacrifício econômico-financeiro das empresas públicas.

Ainda, são destacadas a multiplicidade de agentes e respectivos interesses que permeiam as decisões de política setorial, o que dificulta a sua coordenação. A lógica setorial, desconectada do entendimento da energia como uma infraestrutura atrelada aos objetivos de desenvolvimento de longo prazo, em favorecimento de um entendimento do setor elétrico como um mercado rentável, se alia à estratégia de acumulação vigente relacionada à dinâmica financeira de curto-prazo, que se contrapõe àquela relacionada à acumulação decorrente da hegemonia da fração industrial. Isso não ocorre sem conflitos entre as distintas frações de capital, industrial, comercial, financeiro, ainda que sob a hegemonia do último.

Tais conflitos foram expressos no aparelho estatal, que em nome de uma determinada fração de capital, buscou interferir nos preços através da renovação de concessões já amortizadas. Tal medida atenderia os anseios da fração industrial e

repercutiria na redução das tarifas para os consumidores cativos, no âmbito de uma política anticíclica. Ao se distanciar de critérios técnicos e na tentativa de não confrontar determinados interesses, a política acabou por gerar uma situação de insegurança e incerteza ao próprio setor elétrico.

Os capítulos seguintes, a partir da análise da cadeia societária de usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos, buscarão evidenciar as diferentes frações de capital presente no âmbito do setor elétrico brasileiro e os múltiplos interesses a ele relacionados.

# CAPÍTULO 6. ESTADO E FRAÇÕES DE CAPITAL NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL PÓS-2004

Até a década de 1980 configurou-se no Brasil o monopólio estatal na geração de energia elétrica, predominantemente a partir de fontes hídricas e térmicas, esta complementar na matriz energética brasileira. A abertura setorial para a atuação de agentes privados, a partir da década de 1990, e a reforma do marco regulatório de 2004, promoveram a reconfiguração do setor elétrico, consolidando-se em um sistema híbrido com a participação de agentes públicos e privados, nacionais e estrangeiros. Como consequência, a interdependência que já caracterizava o funcionamento setorial e contribuía para a complexidade de sua coordenação, passa a concorrer com a multiplicidade de interesses dos diversos agentes que buscam na atividade de geração e distribuição espaços de valorização de capital.

A presente análise identifica os agentes de geração de energia elétrica com o intuito de compreender como atuam e quais os interesses presentes nessa atividade que influenciam na elaboração de uma política setorial e, consequentemente, na ação do Estado, capaz de articular o suprimento de energia elétrica aos desígnios de acumulação no âmbito destes setores, visto que a própria energia se torna não apenas insumo, mas mercadoria.

O capítulo 6 analisa, a partir da cadeia societária da geração de energia elétrica, os setores econômicos e as empresas que se tornam agentes setoriais no âmbito das hidrelétricas em operação e em construção. Já o capítulo 7 realiza a mesma análise focalizando as fontes alternativas, pequenas centrais hidrelétricas e eólicas, incentivadas a partir de 2004, pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA. A análise identifica os agentes setoriais, a região de atuação, o regime de produção setorial, e a articulação entre determinados setores econômicos e a atividade de geração elétrica, enquanto propícia para a consolidação de estratégias de acumulação de agentes setoriais.

Em linhas gerais, pode-se afirmar que a análise da cadeia societária do setor elétrico brasileiro permite verificar a continuidade do processo de desnacionalização iniciado na década de 1990, com as privatizações. Nos anos de 1990, a entrada de multinacionais ocorreu no segmento de distribuição e, em menor medida, no segmento de geração, com as possibilidades de aquisição de ativos de empresas estatais.

A partir de 2004, com o novo marco regulatório e as políticas setoriais de expansão da capacidade instalada, as empresas multinacionais passaram a atuar também em de novos empreendimentos. Para tanto, além de se tornarem concessionárias de novas usinas, associaram-se às empresas estatais de energia elétrica, uma vez que as últimas foram liberadas para realizarem novos investimentos em decorrência de terem sido retiradas do Programa Nacional de Desestatização (PND), em 2004. Tal associação foi possível quando da regulamentação das parcerias público-privadas e das sociedades de propósitos específicos, pela Lei 11.079, de 2004.

Além das multinacionais, destacam-se enquanto agentes setoriais de geração as empresas relacionadas aos principais grupos nacionais de engenharia e construção civil. A classificação foi adaptada com base na Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE 2.0, elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). As empresas foram agrupadas a partir das classificações “Obras de Infraestrutura” (classificação 42) e “Serviços de Engenharia” (classificação 71) e congrega as principais empresas relacionadas à construção civil do país, como Andrade Gutierrez, Camargo Corrêa, Odebrecht, entre outras.

As empreiteiras, termo que as referencia, sempre estiveram vinculados ao setor elétrico, pois têm estado envolvidas na execução de grandes obras de infraestrutura, objeto de política pública, sendo o Estado contratante de obras realizadas por essas empresas. A partir do novo regulatório de 2004, entretanto, tornaram-se elas mesmas agentes setoriais de geração, seja como sócias em empresas de energia elétrica, seja como participantes da cadeia societária de sociedades de propósito específico.

Outro ramo da economia que irá se destacar enquanto agente de geração é das empresas de mineração e siderurgia. As empresas foram agrupadas com base na CNAE 2.0, a partir das classificações “extração de minerais metálicos” e “siderurgia”. Algumas empresas de mineração e siderurgia já atuavam no setor elétrico antes das reformas setoriais das décadas de 1990 e 2000, por meio do regime de autoprodução. A partir da década de 1990, entretanto, com a criação da figura de produtor independente, assim como as construtoras, as empresas de mineração e siderurgia passaram a atuar na ampliação da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A atividade de mineração também se relaciona ao setor elétrico pelo caráter eletrointensivo das atividades de siderurgia, na qual o Brasil é expoente fornecedor de insumos para a indústria global do aço e do alumínio.

Dos setores mencionados, ressalta-se que os ramos de construção civil e mineração estruturam a acumulação capitalista no Brasil desde a consolidação do projeto nacional-desenvolvimentista, expresso pelo tripé Estado-capital nacional-capital estrangeiro, para a consolidação do projeto de industrialização. Os capitais nacionais que se consolidaram a partir do projeto desenvolvimentista encontraram nas atividades do setor elétrico espaços para a diversificação de suas atividades a partir da reestruturação patrimonial deste setor na década de 1990, como indicam Miranda e Tavares (1999), o que se consolida nos anos 2000, com a possibilidade de se tornarem agentes de geração, a partir da participação em sociedades de propósito específico, em algumas delas, em associação com empresas estatais. Contribuiu fortemente o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, na concessão de crédito de longo prazo para os projetos.

Ao lado dos grupos relacionados à construção civil, à mineração e às multinacionais, destacam-se os grupos relacionados à valorização de ativos financeiros que encontram nas atividades de energia elétrica oportunidade de acumulação de capital na esfera financeira. As atividades de serviços financeiros são definidas segundo a Classificação Nacional de Atividades Econômicas - CNAE 2.0, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), como sendo aquelas com a finalidade de criar, coletar, intermediar e redistribuir recursos financeiros próprios ou de terceiros sob sua responsabilidade. Esta divisão compreende as atividades das sociedades de participação, que abrigam as *holdings* de instituições financeiras, as não-financeiras e outras atividades de participação, exceto holding: i) as *holdings* de instituições financeiras compreendem as atividades de entidades econômicas que detêm o controle de capital (ações) de um grupo de empresas com atividades preponderantemente financeiras, e podem exercer ou não funções de gestão e administração dos negócios das empresas do grupo; ii) as *holdings* de instituições não-financeiras compreendem as atividades de entidades econômicas que detêm o controle de capital (ações) de um grupo de empresas com atividades preponderantemente não financeiras, e podem exercer ou não funções de gestão e administração dos negócios das empresas do grupo; e iii) as outras atividades de

participação, exceto *holdings* compreendem as atividades de administração de participações em outras sociedades, sem que haja o controle acionário e interferência nas atividades das empresas. Essas são sociedades que visam à obtenção de dividendos e a valorização dos ativos mobiliários das sociedades em que participam.

As atividades de serviços financeiros também compreendem os fundos de investimentos, atividades de intermediação financeira envolvendo a distribuição de fundos, obtidas por subscrição de cotas segundo regras contratuais, através da aplicação em títulos e valores mobiliários.

Dado o caráter cada vez mais financeirizado da acumulação e considerando essas definições, a maioria das empresas relacionadas às multinacionais, construção civil e mineração, poderiam ser consideradas nessa classificação. No grupo das empresas de atividades de serviços financeiros, no entanto, foram reunidas aquelas que têm como finalidade a participação acionária e a busca por ativos rentáveis, sem envolvimento no processo produtivo.

As demais, ainda que pudessem ser consideradas enquanto atividades de serviços financeiros, buscou-se relacioná-las ao seu *core business* e entender sua atuação no setor elétrico no âmbito de seu processo de diversificação, possibilidade aberta no setor elétrico pelo processo de privatização e consolidada com o marco regulatório de 2004.

Outra participação identificada no setor elétrico brasileiro são os fundos de pensão, ora por comporem a estrutura societária de empresas de energia, ora por fazerem parte das sociedades de propósitos específicos para a implementação de um empreendimento. A partir do governo do Presidente Luís Inácio Lula da Silva (2003-2007; 2007-2010) os fundos de pensão passaram a ser direcionados para o financiamento de investimentos em infraestrutura, inclusive no setor elétrico brasileiro. Outras atividades com menor participação são o ramo têxtil e a indústria de cimento, na condição de autoprodutor.

O que a análise dos arranjos societários evidencia é que o setor elétrico, enquanto objeto de política de Estado, é permeável à consolidação dos interesses de acumulação das frações de capital hegemônicas do capitalismo brasileiro que, a partir de suas decisões, são capazes de incorporar outras frações de capital e classes subalternas à sua dinâmica de acumulação. A cada ciclo expansionista reorganizam-se as frações de capital sob a direção de uma fração hegemônica, aquela capaz de,

a partir de seus centros de decisão, estabelecer um projeto que incorpore, envolva e seja legitimado pelas demais frações de capital e classes dominadas.

Ao Estado cabe, a partir de suas ações, organizar os interesses de longo prazo das classes dominantes ao mesmo tempo em que busca conciliar tais interesses com aqueles das classes subalternas. No setor elétrico, a conciliação se expressa no caráter intensivo da mão de obra no processo de instalação das usinas hidrelétricas[97], no dinamismo econômico gerado na cadeia produtiva setorial (fornecedores, projetistas, consultores, etc.), na geração de emprego e renda ocasionados pelos empreendimentos e nas expectativas de desenvolvimento territorial em torno dos projetos de infraestrutura, além do caráter imprescindível para o alcance do bem-estar e como insumo às atividades econômicas, que é atribuído à energia elétrica. Como foi discutido nos capítulos anteriores, a ação do Estado não ocorre sem conflitos, que o permeiam na tomada de decisão.

A multiplicidade de interesses em torno da geração de energia elétrica, que deixa de ser apenas um insumo para a dinâmica econômica e passa a ser ele mesmo objeto de valorização de capital, faz com que a ação do Estado se torne cada vez mais complexa e por vezes contraditória, como pode ser demonstrado com as crises setoriais e os conflitos a que o mesmo passa a estar submetido. O Estado trouxe para este setor os conflitos intercapitalistas e suas políticas setoriais passaram a ter que buscar dirimi-los em torno dos interesses de longo prazo das frações de classe dominantes e na busca pela consolidação de um projeto hegemônico. Somam-se aos conflitos, aqueles relacionados aos entes federativos, visto que a tarifa de energia é fonte tributária para as unidades da federação.

De acordo com a ANEEL (2013), após o fim da equalização tarifária (lei 8.631/1993) e a implementação do conceito de equilíbrio econômico-financeiro e de tarifa pelo preço (lei 8.987/1995), as tarifas passaram a ser distintas para cada concessionária de distribuição de energia elétrica. Se a concessionária for a mesma dentro de um estado, a tarifa será a mesma naquela unidade da federação, mas se

---

[97] Considerando o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), as usinas hidrelétricas UHE Belo Monte, UHE Santo Antônio e UHE Jirau responderiam pela geração de 18 mil, 13 mil e 13 mil empregos diretos, respectivamente, conforme informações da ANEEL (Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite_beloMonte/index.cfm?p=7 e http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/N%C3%BAmeros%20UHEs%20Santo%20Ant%C3%B4nio%20e%20Jirau.pdf).

houver mais concessionárias, poderá haver diferenças de preços por área de concessão no mesmo estado.

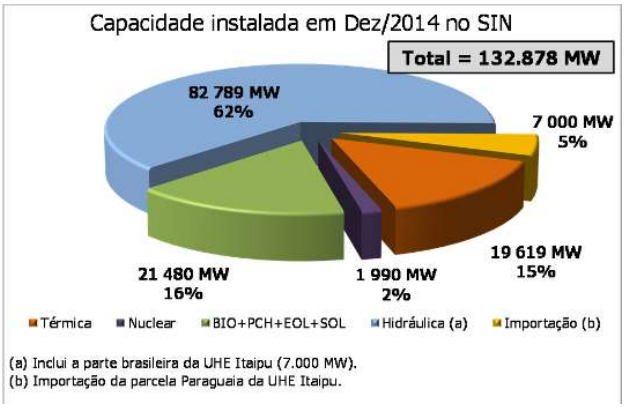
União, estados e municípios cobram PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. Cabe à ANEEL atuar para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes relacionados aos serviços prestados. Encargo e tributos, entretanto, não são atribuições da ANEEL.

Com o intuito de promover a redução no custo da energia elétrica para o consumidor, a Lei 12.783, de 2013, tratada no capítulo 5, retirou a obrigatoriedade de as distribuidoras recolherem a Reserva Global de Reversão (RGR) e o Tesouro Nacional passou a aportar recursos para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de modo que as concessões foram renovadas por um preço médio inferior aos custos médios, assim como reduziu a receita das transmissoras com concessões renovadas. A referida lei, porém, não interveio nos tributos, pois demandariam alterações no pacto federativo que envolve o setor elétrico.

O setor elétrico brasileiro contava, em dezembro de 2014, com 132.878 MW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional, conforme a Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL, 2015) (**Gráfico 6.1**).

Desse total, 82.789 MW, ou 62%, eram provenientes de usinas hidrelétricas. A participação das hidrelétricas, que em 2005 era de 70% (BRASIL, 2006), vem caindo em decorrência do aumento da participação das demais fontes.

**Gráfico 6. 1 - Capacidade Instalada por tipo de fonte em dezembro de 2014**




Fonte: BRASIL, 2015

A análise referente aos agentes setoriais foi realizada a partir da Cadeia Societária de Empresas de Energia Elétrica, disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referentes às usinas hidrelétricas em operação e às usinas

hidrelétricas em construção. Os dados referem-se aos projetos listados no Banco de Informação de Geração (BIG/ANEEL) até a data de 18/02/2016.

Para os fins da presente pesquisa, foi elaborado um banco de dados com as seguintes informações: i) nome do empreendimento; ii) localização (regional, estadual, municipal e rio); iii) empreendedor; iv) regime de produção; v) composição societária; vi) ramo econômico dos sócios; vii) se inserido no Programa de Aceleração do Crescimento; e viii) se financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Quanto à localização, a análise considera a escala regional. No que se refere ao financiamento do BNDES, a análise será elaborada pelo capítulo 8, que analisará a atuação do banco estatal na dinâmica setorial para o período de 2002-2014.

O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) foi lançado em janeiro de 2007, pela lei nº 11.578, com o objetivo de criar condições macrossetoriais para o crescimento do país no período 2007-2010. O programa consistiu em três medidas, quais sejam: incentivar o crescimento econômico, aumentar o investimento público em infraestrutura e remover os obstáculos burocráticos, administrativos, normativos, jurídicos e legislativos ao crescimento (PÊGO E NETO, 2008).

Tais medidas foram organizadas em cinco blocos: investimento em infraestrutura, estímulo ao crédito e ao financiamento, melhora no ambiente de investimento, desoneração e aperfeiçoamento do sistema tributário e medidas fiscais de longo prazo. No que se refere ao crédito e ao financiamento, coube a bancos públicos - Caixa Econômica Federal (CEF) e ao BNDES - o papel fundamental, ficando a CEF a cargo do crédito para saneamento e habitação e o BNDES no financiamento dos investimentos em infraestrutura. Dos investimentos totais previstos para o PAC (2007-2010), 54,5% seriam destinados aos investimentos de energia (petróleo, gás natural, energia elétrica e combustíveis renováveis) (*Ibdem*, 2008). O lançamento do PAC 2 (2011-2014) deu continuidade aos programas de investimentos com ênfase nas questões urbanas.

O Balanço do PAC 2007-2010 afirma que

> Pela primeira vez em décadas, o País teria um plano estratégico capaz de resgatar o planejamento em infraestrutura, retomar investimentos em setores estruturantes, fazer crescer o emprego e a renda, incentivar o investimento público e privado e, principalmente, construir a infraestrutura necessária para sustentar o crescimento do Brasil. Um plano que só teria êxito se houvesse

> forte articulação no Governo Federal e fosse executado em parceria com estados, municípios e com a iniciativa privada (11º Balanço Completo do PAC, 2012, p. 3).

Dos resultados alcançados, destacam-se a expansão média da economia brasileira, que entre 2007 e 2010 foi de 4,6% ao ano; os investimentos públicos em relação ao PIB que passaram de 1,62% do PIB, em 2006, para 3,27% em 2010; e a criação de empregos, 8,2 milhões, sendo que a taxa de desemprego em outubro de 2010 alcançou a menor da série histórica do IBGE, 6,1%. Ainda, o documento ressalta o papel do PAC para coibir os efeitos da crise financeira internacional entre 2008 e 2009. Até dezembro de 2010, os investimentos executados pelo programa chegariam a R$ 619 bilhões de reais.

Para o setor elétrico, o documento informa que a geração de energia elétrica recebeu R$ 26,7 bilhões de investimentos e a transmissão R$ 7 bilhões, o que representou 5,5% dos investimentos executados pelo programa federal até 31 de dezembro de 2010. Destacam-se no âmbito do plano as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, Rondônia; e a UHE Belo Monte, rio Xingu, Pará, todas na região Norte como símbolo da ação estatal regionalmente desconcentrada (11º Balanço Completo do PAC, 2012).

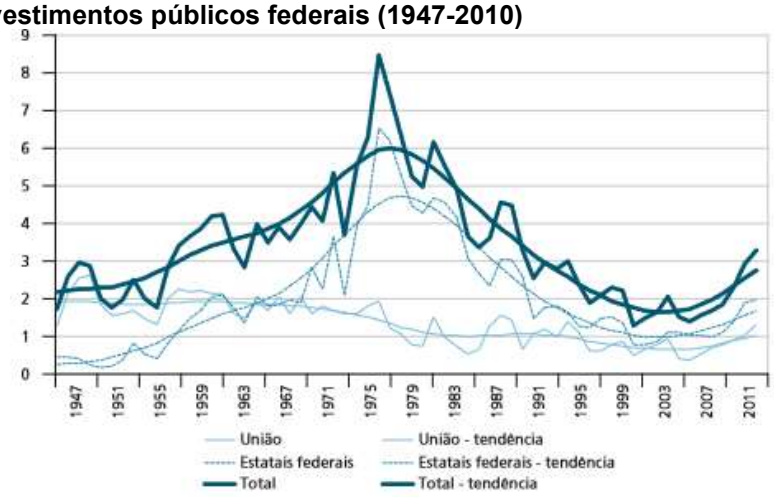
O Balanço 2011-2014 ressalta o “maior programa de infraestrutura do Brasil desde a redemocratização” em que o governo federal “assumiu o compromisso de implantar um novo modelo de desenvolvimento no país”.

Ainda enfatizando a importância do programa para conter os efeitos da crise financeira internacional, ressalta que o programa foi responsável pelo menor índice de desemprego do país, 4,5% em 2014. Com mais de 40 mil projetos em todas as regiões do país, o PAC 2 alcançaria R$1 trilhão até o fim de 2014, o que representaria 72% superior aos investimentos do PAC 1. No que se refere ao setor elétrico, enfatiza-se as 538 mil ligações de energia elétrica para 2 milhões de pessoas no campo, assentados na reforma agrária, aldeias indígenas, comunidades quilombolas e ribeirinhas. Quanto aos investimentos em geração, entre 2011 e 2014, o PAC 2 contribuiu para se aumentar a capacidade do parque gerador brasileiro em 15.908 MW.

Apesar da retomada dos investimentos públicos federais a partir de 2007, não se alcançou o nível da década de 1970, com destaque para o período do II Plano

Nacional de Desenvolvimento (II PND) (ORAIR, 2015). Contribuiu para a fase de declínio dos investimentos públicos nas décadas de 1980 e 1990 os constrangimentos orçamentários e a desestatização da economia, que transferiu a responsabilidade de parte dos investimentos para a iniciativa privada.

**Gráfico 6. 2 - Investimentos públicos federais (1947-2010)**




Fonte: Orair (2015)

O autor afirma que metade dos investimentos públicos federais atualmente é realizado pelo Grupo Petrobrás, e quando o mesmo é excluído, tem-se que os investimentos da União em infraestrutura de transporte e empresas estatais federais das áreas de transporte e energia elétrica representam 40% dos investimentos restantes. Com relação ao Grupo Eletrobrás, os valores nominais investidos passaram de R$3,2 bilhões para 5,2 bilhões, entre 2005 e 2011. Em termos de participação no total investido pela União e empresas estatais, no entanto, a participação do grupo passou de 10% para 4,7% no período.

Apesar de parecer ter crescido pouco, ou mesmo ter uma participação menor, as informações ignoram o fato de a modalidade que prevaleceu nos investimentos em infraestrutura terem sido a Sociedade de Propósito Específico (SPE), em que se constitui uma estrutura de governança própria dedicada a construção e/ou operação das concessões de serviços públicos e que conta com sócios de natureza diversas, desde as empresas públicas e privadas com experiência operacional e construtoras, até investidores institucionais, como os fundos de pensão (ORAIR, 2015).

> No caso mais geral, as empresas públicas são sócias minoritárias nas SPEs e os aportes de capital próprio da APU [Administração Pública) são

> contabilizados como inversões financeiras, e não como investimentos (isto é, formação bruta de capital fixo do setor público) (ORAIR, 2015).

Por esse aspecto, escamoteia-se nos dados os investimentos da União e a importância do Estado nos investimentos de infraestrutura do setor elétrico. Orair (2015) destaca que no segmento do setor elétrico, as subsidiárias da Eletrobrás estão envolvidas em grandes projetos de expansão da oferta de energia por meio de participações expressivas em consórcios, controlados pelas SPEs, de maneira que apesar de expressiva, a participação pública não aparece nas estatísticas de investimento público, que na prática expressam cada vez mais investimentos em manutenção e modernização das próprias estatais e não as grandes obras de ampliação da infraestrutura, que estão sendo realizadas em sociedade com empresas privadas. Tais aspectos serão verificados a seguir.

O presente capítulo analisa os dados relacionados à cadeia societária das usinas hidrelétricas em operação e em construção com o intuito de verificar os setores da economia brasileira, bem como os grupos econômicos, que atuam como geradores de energia elétrica; o regime de produção sob o qual atuam esses grupos; a participação regional na produção de energia elétrica; e a participação das estatais na geração de energia elétrica, com o intuito de compreender, à luz do referencial teórico apresentado no primeiro capítulo, a articulação entre a atuação do Estado, a política setorial e a atuação das empresas privadas que marcam a dinâmica do setor elétrico brasileiro, resultante das reformas das décadas de 1990 e 2000.

Uma vez que foi analisada a totalidade dos projetos em operação no país, identificá-los a partir do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) torna-se relevante, pois no âmbito deste programa foram desenvolvidos os empreendimentos que marcam a expansão setorial no período recente, após o marco regulatório de 2004, como poderá ser verificado.

## 6.1 Usinas Hidrelétricas em operação

Considerando as usinas hidrelétricas em operação, o Banco de Informação de Geração (BIG) listou, em 18 de fevereiro de 2016, 203 usinas hidrelétricas, que totalizaram 89.490,51 MW de capacidade instalada[98]. Desse total, foram analisados

[98] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3 . A atualização do Banco de Informação de Geração (BIG) quanto a totalidade de usinas hidrelétricas e a capacidade

185 projetos, responsáveis por 89.256,04 MW, o que corresponde a 91% das usinas hidrelétricas em operação e 99,7% da capacidade instalada proveniente dessa fonte de energia.

Conforme a **Tabela 6.1.**, do total analisado, verifica-se que a região Sudeste concentra o maior número de usinas hidrelétricas, com 87 empreendimentos, seguida da região Centro-Oeste, com 38 projetos. Norte e Nordeste, respondem por 14 projetos cada, respectivamente. A predominância da região Sudeste justifica-se por ter sido nesta região o início do processo de industrialização brasileiro para o qual foi crucial a atuação do setor elétrico, por meio da atuação de empresas estatais, para o fornecimento de energia elétrica compatível com as demandas do processo de industrialização e urbanização do país. Por esse aspecto, a expansão setorial privilegiava o potencial disponível nas bacias próximas aos principais centros de consumo.

As demais regiões, particularmente Sul e Norte, foram sendo incorporadas ao setor elétrico brasileiro a partir da consolidação do setor produtivo estatal de energia elétrica e do progressivo esgotamento do potencial hidrelétrico do Sudeste, que levou à criação de regiões geoelétricas com atuação de empresas federais de atuação regional, quais sejam, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (1945), Furnas Centrais Elétricas S.A. (1957), Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (1968) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (1971).

A **Tabela 6.1** apresenta a distribuição regional das usinas hidrelétricas em operação e a participação das regiões na capacidade instalada por meio de usinas hidrelétricas.

**Tabela 6. 1 - Usinas Hidrelétricas em operação: Capacidade Instalada/Região, 2015**

| Região | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Sudeste | 87 | 47,0 | 20.538,37 | 23,0 |
| Sul | 38 | 20,5 | 22.044,54 | 24,7 |
| Centro-Oeste | 23 | 12,4 | 4.801,31 | 5,4 |
| Nordeste | 14 | 7,6 | 10.891,47 | 12,2 |
| Norte | 14 | 7,6 | 19.857,35 | 22,2 |
| IR | 9 | 4,9 | 11.123,00 | 12,5 |

instalada é constante, de acordo com a entrada em operação das usinas, o que justifica a diferença entre o banco de dados elaborado pela autora e as usinas informadas pelo BIG. Nesta subseção foram consideradas as fontes identificadas como “Usinas Hidrelétricas”, pela ANEEL, excluindo as pequenas centrais hidrelétricas e as centrais geradoras hidrelétricas, que se diferenciam das usinas hidrelétricas pela capacidade instalada e tamanho do reservatório.

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Total geral | 185 | 100,0 | 89.256,04 | 100,0 |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nota: IR – inter-regional. *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

Com relação à capacidade instalada, a região Sul, com 38 projetos, apresenta a maior oferta energética, com 22.044,5 MW de potência instalada, o que corresponde a 24,7% da oferta total analisada. A região Sudeste, com 87 projetos em operação, apresenta 20.538, 37 MW, o que corresponde a 23% da capacidade instalada total por UHEs. A região Norte, com um número menor de empreendimentos, 14, geram 19.857,35 MW, ou 22,2% do total gerado analisado, próximo ao potencial instalado no Sudeste e Sul, ainda que com número menor de empreendimentos. Já a região Nordeste, abriga 14 empreendimentos, que respondem por 10.891,47 MW, ou 12,4%. A região Centro-Oeste, responde por 4.801,31 MW, o que corresponde a 5,4% da capacidade instalada em análise, com 23 usinas hidrelétricas em operação.

No que se refere aos projetos inter-regionais, seis projetos localizam-se nas regiões Centro-Oeste e Sudeste (UHE Batalha, UHE Itumbiara, UHE Jupiá, UHE Ilha Solteira, UHE Emborcação, e UHE Queimado), dois entre Sudeste e Sul (UHE Rosana e UHE Taquaruçu); e um entre Centro-Oeste e Norte (UHE Teles Pires), totalizando nove projetos que respondem por 12,5% do total instalado.

Ainda que em termos absolutos e relativos haja pouca diferença em termos de capacidade instalada entre as participações das regiões Sul, Sudeste e Norte, destaca-se que a diferença é a capacidade instalada média/UHE, que na região Norte é de 1.418,4 MW/UHE; seguida da região Nordeste, com 777,96 MW/UHE; e Sul, com 580 MW/UHE. Sudeste e Centro-Oeste apresentam a menores capacidades instaladas médias/UHE, 236 MW/UHE e 208,7 MW/UHE, respectivamente.

A média por UHE permite verificar que as usinas das regiões Norte, Nordeste e Sul, respectivamente, apresentam maior capacidade de geração por aproveitamento instalado, se comparadas às regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Considerando esses dados à luz da evolução histórica do setor elétrico, tem-se que as plantas hidrelétricas foram sendo instaladas primeiramente próximas ao centro dinâmico do capitalismo brasileiro e se direcionando para a periferia, na medida em que se esgotavam o potencial hídrico a ser explorado próximo aos centros de consumo e se incorporavam avanços tecnológicos seja às plantas geradoras, seja aos sistemas de transmissão, permitindo a transmissão a longas distâncias através dos

chamados linhões – o primeiro dos quais foi Itaipu. O domínio de novas tecnologias de transmissão a longas distâncias viabilizou a continuidade do processo de industrialização-urbanização concentrado, através da expansão do sistema interligado.

A partir de 2004, o marco da expansão setorial é o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), implementado em 2007, no âmbito do qual foram consagrados inúmeros projetos. O Programa federal foi tomado nessa pesquisa como referência para se compreender o recente processo de expansão. A análise identificou 30 hidrelétricas em operação, que são oriundas do PAC e acrescentaram 14.830,28 MW, ou seja, 16,6% do total analisado em termos de capacidade instalada.

A **Tabela 6.2** apresenta a distribuição regional da capacidade instalada e do número de projetos por região. Ainda que em termos de número de projetos as regiões Norte (7), Centro-Oeste (8), Sul (9) pouco difiram no que se refere às usinas hidrelétricas em operação provenientes do PAC, a análise da capacidade instalada revela o protagonismo da região Norte, responsável por 63% da capacidade instalada por meio de usinas hidrelétricas, no âmbito do Programa federal. Essa participação é majorada quando da análise dos projetos em construção, como se verificará na seção 6.2. Por esse aspecto, ressalta-se a importância da região Norte para os planos de expansão setorial por meio de hidrelétricas.

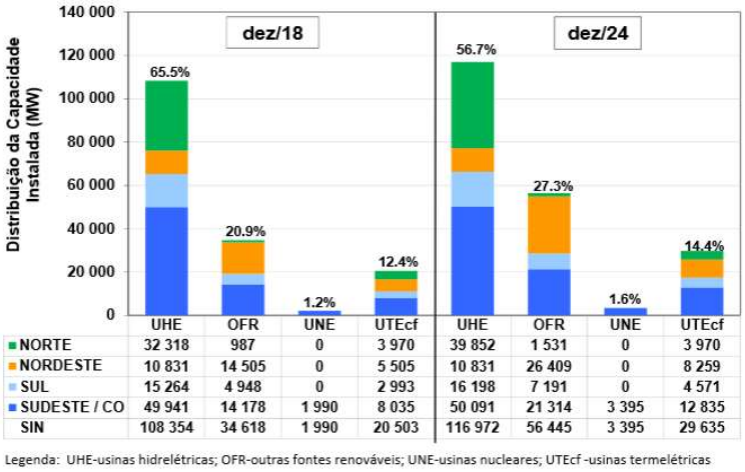
**Tabela 6. 2 - Usinas Hidrelétricas em operação: distribuição das usinas hidrelétricas do PAC por Região (2015)**

| UHE/Região - PAC | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Sul | 9 | 30,0 | 2.032,50 | 13,7 |
| Centro-Oeste | 8 | 26,7 | 1.084,53 | 7,3 |
| Norte | 7 | 23,3 | 9.347,10 | 63,0 |
| Sudeste | 4 | 13,3 | 596,36 | 4,0 |
| IR | 2 | 6,7 | 1.869,80 | 12,6 |
| **Total geral** | **30** | **100,0** | **14.830,28** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nota: IR – inter-regional. *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG e incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

Conforme o Plano Decenal de Expansão (BRASIL, 2015), responsável pelas pesquisas que subsidiam a política setorial, a região Norte será responsável por gerar 32.318 MW em 2018, o que corresponde a 29,8% da capacidade instalada proveniente de UHE para o mesmo ano, de acordo com a **Gráfico 6.3** a seguir:

**Gráfico 6. 3 Participação das fontes de produção por região ao final de 2018 e de 2024**




| | UHE | OFR | UNE | UTEcf | UHE | OFR | UNE | UTEcf |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NORTE | 32 318 | 987 | 0 | 3 970 | 39 852 | 1 531 | 0 | 3 970 |
| NORDESTE | 10 831 | 14 505 | 0 | 5 505 | 10 831 | 26 409 | 0 | 8 259 |
| SUL | 15 264 | 4 948 | 0 | 2 993 | 16 198 | 7 191 | 0 | 4 571 |
| SUDESTE / CO | 49 941 | 14 178 | 1 990 | 8 035 | 50 091 | 21 314 | 3 395 | 12 835 |
| SIN | 108 354 | 34 618 | 1 990 | 20 503 | 116 972 | 56 445 | 3 395 | 29 635 |

Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas

Fonte: Plano Decenal de Expansão Energética 2015-2014 (BRASIL, 2015, p. 93)

O plano prevê que essa participação alcançará de 39.852 MW de capacidade instalada em 2024, o que significa que 34,1% da capacidade instalada proveniente dessa fonte será oriunda de aproveitamentos na região Norte. A região Norte se consolida como a fronteira hidroenergética do país, com o maior potencial hidroenergético a ser explorado, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL, 2015), o que intensifica os conflitos sociais e ambientais que permeiam o planejamento setorial. Seguem as razões.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a fonte hidrelétrica se constitui em uma das maiores vantagens competitivas do país, pois se trata de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro, com mais de 90% de bens e serviços nacionais. Afirma ainda que em termos ambientais, a legislação brasileira é uma das mais exigentes do mundo, de modo que as hidrelétricas convergem com os ditames de desenvolvimento sustentável (BRASIL, 2005).

A expansão expressiva do setor elétrico a partir da exploração dos recursos hídricos na região Amazônica tem como constrangimento se tratar de uma região marcada pela presença de terras indígenas, unidades de conservação e conflitos fundiários referentes aos diversos usos em disputa naquele território, que serão intensificados ao se estabelecer a região enquanto fronteira de expansão energética, como prevê os estudos setoriais, o que pode comprometer o próprio planejamento, como coloca Bicalho (2014).

Muniz Lopes, engenheiro e técnico das empresas estatais do setor elétrico, tendo ocupado cargos dirigentes na Eletrobrás, Chesf e Eletronorte quando do planejamento da UHE Belo Monte, ainda em sua primeira fase e também posteriormente, em depoimento para a Memória da Eletricidade (2011), destacou a dificuldade imposta ao setor elétrico pelo crescimento da problemática ambiental a partir da década de 1980, o que colocava em questão a construção da usina de Belo Monte, ao tornar cada vez mais difícil a sua instalação e a de outros projetos na Amazônia.

O depoimento do especialista evidencia que para o setor elétrico brasileiro a questão ambiental e social é encarada como uma pauta que dificulta o desempenho setorial e deve ser enfrentada como um obstáculo a ser vencido. Nesse sentido, o planejamento setorial, que tem como prioridade a expansão de usinas hidrelétricas na Amazônia, leva ao recrudescimento desses conflitos entre a expansão setorial na região até a total exploração do potencial disponível e outros modos de apropriação daquele território.

Acserald *et al.* (2013), afirmam que a atividade da mineração envolve o que Bruno Milanez denomina de “fetichismo da mineração”, em que a razão de existir do minério é ser extraído. Como consequência, a atividade de mineração deve ocorrer onde quer que esteja, pois outras formas de apropriação do território podem ser deslocadas, dada a rigidez locacional da atividade mineradora. Tomando como base esse pensamento, é possível identificar no planejamento do setor elétrico, certo “fetichismo da geração de energia”, uma vez que identificado o potencial elétrico, o setor elétrico irá defender a sua exploração como prioridade sobre todas as outras formas de uso daquele território. Tal concepção entra em confronto com as múltiplas maneiras dos grupos sociais destinarem territórios e recursos, aspecto que se intensifica quando se analisa a região Norte.

Identificadas as usinas hidrelétricas em termos de participação regional na capacidade instalada, parte-se para a análise da configuração setorial resultante das reformas das décadas de 1990 e 2000, bem como das alterações oriundas da lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que permitiu a prorrogação das concessões de serviço público por parte das estatais.

A análise contou com as informações referentes à cadeia societária setorial e os dados fornecidos pelo Banco de Informação de Geração (BIG), ambos

disponibilizados pela ANEEL, que permitem verificar a configuração atual do setor elétrico. O objetivo é compreender a maneira pela qual os agentes atuam neste setor *vis-à-vis* as possibilidades advindas do marco regulatório de 2004.

No que se refere aos agentes de geração de energia elétrica a análise revela que além das empresas estatais geradoras, podem ser destacadas a participação de empresas multinacionais de energia elétrica; empresas relacionadas à construção civil, referenciadas no trabalho como “obras de infraestrutura e serviços de engenharia”; empresas relacionadas às atividades de mineração e siderurgia; e relacionadas às atividades de serviços financeiros. Destacam-se ainda a participação de fundos de pensão, importantes recursos empregados nos empreendimentos realizados no novo ciclo de expansão setorial. Em menor monta, identificam-se a participação de empresas relacionadas às atividades de agropecuária e têxtil.

**i) Empresas Estatais e de Economia Mista**

As estatais do setor elétrico deixaram de exercer o monopólio na geração de energia elétrica no Brasil a partir do processo de privatização da década de 1990. Como mencionado no capítulo 5, as mesmas foram impedidas de realizarem investimentos no âmbito do ajuste estrutural implementado naquele período. Nesse contexto, a Eletrobrás e suas subsidiárias foram inseridas no Programa Nacional de Desestatização (PND), de 1990. Tal situação só veio a ser revertida quando da implementação do novo marco regulatório de 2004, por meio das leis 10.847 e 10.848, quando as mesmas foram excluídas do PND, o que permitiria a retomada de sua atuação como agentes setoriais de geração.

Com o novo marco regulatório, as estatais atuariam no mercado de energia elétrica competindo com as empresas privadas. Como discutido no capítulo 5, as parcerias público-privadas foram normatizadas por meio da lei 11.079, de 2004, que tratou ainda da constituição de consórcios na forma de sociedades de propósitos específicos (SPEs). A legislação vetaria a participação da Administração Pública enquanto titular da maioria do capital votante dessas sociedades, o que vale para as empresas estatais e de economia mista. A razão para o início das sociedades entre empresas públicas e privadas está, portanto, nas restrições e limitações colocadas pelo Estado às suas próprias empresas. Essas contradições, no âmbito do aparelho

estatal, evidenciam seu caráter heterogêneo e resultante de uma relação conflitual de forças entre classes.

Nos anos de 1990, impôs-se entre parcelas crescentes dos grupos dominantes o entendimento de que a ineficiência do Estado, enquanto gestor de empresas públicas, deveria ser enfrentada. A partir de 2003, porém, com a ascensão de uma nova coalizão políica ao governo, foi necessário acomodar múltiplos e contraditórios interesses, como pode ser visto pelos marcos legais que vieram reconfigurar institucionalmente o setor, exemplificando o que se poderia designar de “neoliberalismo realmente existente”, em que ditames neoliberais se acomodaram e se imbricaram com a institucionalidade pretérita.

No caso do setor elétrico, como se verá, o Estado continuará a investir enquanto empreendedor setorial, mas enquanto sócio de empresas privadas, no formato de SPE, não poderá ser titular da maioria do capital votante, ainda que seja, individualmente o sócio detentor da maior parte das ações. Assim, as reformas para o setor elétrico buscaram privilegiar a entrada do setor privado, garantindo a transferência de recursos financeiros, políticos e institucionais do público para o privado, conformando o neoliberalismo realmente existente no setor elétrico brasileiro.

Por esse aspecto, a análise da presença das empresas estatais e das empresas de economia mista em usinas hidrelétricas em operação demonstra que ainda que o setor tenha sido aberto ao capital privado, nota-se a forte presença das empresas controladas pela administração pública na configuração setorial, mesmo nos empreendimentos de energia nova, aspecto revelado pela presença das estatais e empresas de economia mista nos projetos hidrelétricos oriundos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), implementados por meio da constituição de SPEs.

**Tabela 6. 3 - Participação das estatais em usinas hidrelétricas em operação, 2015**

| Estatais e Empresas de Economia Mista | Usinas Hidrelétricas | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig | 23 | 12,4 | 7.295,60 | 8,2 |
| Furnas Centrais Elétricas S.A. | 17 | 9,2 | 10.653,73 | 11,9 |
| Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF | 11 | 5,9 | 10.258,81 | 11,5 |
| Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE) | 9 | 4,9 | 2.143,11 | 2,4 |
| Companhia Paranaense de Energia - Copel | 7 | 3,8 | 4.712,34 | 5,3 |
| Light (Cemig) | 7 | 3,8 | 855,14 | 1 |
| Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. | 4 | 2,2 | 8.859,00 | 9,9 |
| Celesc Geração S.A | 4 | 2,2 | 54,8 | 0,1 |
| Companhia Energética de São Paulo - CESP | 3 | 1,6 | 1.654,62 | 1,9 |
| EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. | 3 | 1,6 | 935,8 | 1 |
| Eletrosul Centrais Elétricas S.A. | 2 | 1,1 | 125 | 0,1 |
| FURNAS/CEMIG | 2 | 1,1 | 3.708,00 | 4,2 |
| DME Energética | 2 | 1,1 | 881,89 | 1 |
| Amazonas Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. | 1 | 0,5 | 250 | 0,3 |
| CEB/Eletrobras | 1 | 0,5 | 902,5 | 1 |
| Celg Geração e Transmissão S.A | 1 | 0,5 | 12 | 0 |
| CELG/CEB | 1 | 0,5 | 96,45 | 0,1 |
| Companhia Energética de Brasília - CEB | 1 | 0,5 | 30 | 0 |
| CEB/Terracap | 1 | 0,5 | 127 | 0,1 |
| CEEE/DME Distribuição S.A. | 1 | 0,5 | 1.140,00 | 1,3 |
| COPEL/CELESC/CEEE | 1 | 0,5 | 125 | 0,1 |
| COPEL/ELETROSUL | 1 | 0,5 | 361 | 0,4 |
| Eletrobrás | 1 | 0,5 | 7.000,00 | 7,8 |
| ELETRONORTE/CHESF | 1 | 0,5 | 261 | 0,3 |
| ELETROSUL/CHESF | 1 | 0,5 | 3.750,00 | 4,2 |
| FURNAS/CEEE | 1 | 0,5 | 855 | 1 |
| FURNAS/ELETROSUL | 1 | 0,5 | 1.819,80 | 2 |
| **Total Participação Estatais e Empresas de Economia Mista** | **108** | **58,4** | **68.867,58** | **77,2** |
| **Total geral** | **185** | **100** | **89.256,04** | **100** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” BIG.

A **Tabela 6.3** permite verificar que tanto em termos de número de usinas hidrelétricas como em capacidade instalada, as empresas públicas e de economia mista apresentam expressiva participação nos empreendimentos setoriais. Os projetos estabelecidos como estruturantes pelo Conselho Nacional de Política Energética contam com a participação das empresas estatais da União na constituição de Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs).

As estatais ou empresas de economia mista estão presentes, sendo elas as concessionárias, ou participando de consórcios, em 108 projetos, o que corresponde

a 58,4% do total analisado, com capacidade instalada de 68.867,58 MW de capacidade instalada, ou 77,2% do total analisado.

A estatal Centrais Elétricas Brasileiras S.A., Eletrobrás, empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro e presente nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, configura-se como a principal empresa deste segmento do país e a maior companhia do setor elétrico de capital aberto da América Latina (ELETROBRÁS, 2016). Conforme o sítio eletrônico da empresa, a capacidade instalada total da Eletrobrás é de 44.156 MW, o que corresponde a 33% do total da capacidade instalada total. Essa participação envolve todas as suas subsidiárias. A presente análise considerou a participação de cada uma das empresas do grupo Eletrobrás, sendo que a própria, como *holding,* participa diretamente da sociedade que compõe a Itaipu Binacional.

No segmento de geração, a análise identificou nas usinas hidrelétricas em operação, a participação das seguintes empresas controladas pela Estatal: Itaipu Binacional, no qual a Eletrobrás *holding* é titular de 50% do seu capital social; Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf); Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte); Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas); Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul); e Amazonas Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A.

Dos dados analisados, dentre as empresas controladas pela União, a que detém a concessão ou participa em sociedade com demais empresas do maior número de empreendimentos em operação, é a empresa Furnas Centrais Elétricas S.A. A empresa está presente como única estatal na concessão em 17 empreendimentos, que respondem por 11,9% da capacidade instalada total. Considerando os empreendimentos que contam com outras estatais, Furnas está presente em mais 4 empreendimentos (Cemig, e CEEE e Eletrosul), o que leva a uma participação na capacidade instalada de 19,1% da capacidade instalada total.

Quanto aos empreendimentos de expansão, as SPEs que contam com a participação de Furnas são UHE Baguari, com 140 MW, na região Sudeste; UHE Foz do Chapecó, com 855 MW, região Sul; UHE Teles Pires, com 1.819,8 MW, entre as regiões Norte e Centro-Oeste; as UHE Santo Antônio, 3.568 MW, região Norte; UHE Retiro Baixo, 83,66 MW, na região Sudeste; e UHE Serra do Facão, 210 MW, na região Centro-Oeste. Todos os projetos, juntamente com as UHE Simplício (Sudeste)

e UHE Batalha (Sudeste e Centro-Oeste) que pertencem a Furnas, e não a uma SPE, foram contempladas pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Ainda, a empresa participa na SPE concessionária da UHE Três Irmãos, antiga Cesp, localizada no Sudeste, com 807,5 MW.

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, controlada pela Eletrobrás, está presente em 11 empreendimentos responsáveis pela capacidade instalada de 10.258,81, ou 11,5% da capacidade instalada total analisada. Além disso, a empresa participa em Sociedade de Propósito Específico de mais dois empreendimentos em sociedade com outras estatais (Eletronorte e Eletrosul), a UHE Dardanelos, com 261 MW, na região Centro-Oeste; e a UHE Jirau, com 3.750 MW, na região Norte, ambos os empreendimentos oriundos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), o que eleva a presença da empresa na capacidade instalada total para 16%, sendo a UHE Jirau considerada estruturante no planejamento setorial.

As Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, subsidiária da Eletrobrás, detém a concessão em 4 empreendimentos que respondem por 8.859 MW de capacidade instalada, o que corresponde a 9,93% da geração analisada proveniente de empreendimentos em operação. Ainda, a empresa também participa em sociedade com a Chesf do empreendimento UHE Dardanelos, o que eleva a participação da Eletronorte na capacidade instalada para 10,2%.

No que se refere a Eletrosul Centrais Elétricas S.A., a empresa participa como única estatal na concessão em apenas dois empreendimentos, o que pode ser explicado pelo fato de a companhia ter sido a única geradora federal a ser submetida ao processo de desverticalização e privatização de ativos, voltando a atuar como geradora após o marco regulatório de 2004. Participa ainda em três sociedades de propósito específicos, em sociedade com outras estatais (Furnas, Copel e Chesf): UHE Teles Pires, UHE Mauá e UHE Jirau. Todos os projetos são oriundos do PAC. Esses projetos totalizam 6.055,8 MW, o que faz com que a empresa tenha presença em projetos que respondem por 6,8% da capacidade instalada analisada.

O que se verifica na análise das hidrelétricas em operação é que a participação das estatais controladas pela União no processo de expansão da capacidade instalada a partir de novos empreendimentos implantados após o marco regulatório de 2004 se realizou sob a forma de sociedades de propósitos específicos (SPEs), nas quais essas empresas não detenham a maioria do capital votante da sociedade. A

participação de uma estatal em determinado projeto não inviabiliza a participação de outra, de modo que as SPEs podem ser compostas por mais de uma empresa controlada pelo grupo Eletrobrás.

Além das geradoras controladas pela União, destacam-se ainda as geradoras estaduais. Entre as principais estão a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), Copel Geração e Transmissão (Copel), do Paraná, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, e a Companhia Energética de São Paulo (CESP).

A Cemig, companhia de capital aberto controlada pelo estado de Minas Gerais, é a empresa estadual com maior presença na capacidade de geração hidrelétrica instalada no país. A companhia está presente em 23 empreendimentos, que respondem por 7.295,6 MW, ou 8,2%, seja detendo a concessão, seja participando da estrutura societária. Se considerada a empresa Light S.A., controlada pela Cemig, essa participação passa para 8.150,74 MW, ou 9,1%. Em 2014, a Cemig associou-se com a Vale S.A. e constituiu a empresa Aliança Geração de Energia S.A., criada em 2014, de modo que os consórcios em que a Cemig se associava com a Vale passaram a ocorrer através da Aliança[99].

A empresa está presente em duas SPEs em sociedade com a estatal Furnas, quais sejam: UHE Santo Antônio, com 3.568 MW, na região Norte; e a UHE Baguari, com 140 MW, na região sudeste, ambas integrantes do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). A UHE Santo Antônio foi considerada projeto estruturante no âmbito do planejamento setorial. No total, a empresa está presente em projetos que respondem por 12,3% da capacidade instalada do país, considerando tanto as participações na estrutura societárias de outras empresas e SPEs, como em empreendimentos em que ela detém a concessão.

A estrutura acionária da Cemig conta com a participação do grupo Andrade Gutierrez Concessões, cuja origem do capital é o estado de Minas Gerais. O grupo detém, através de sua controlada AGC Energia, 14,4% do capital total da Cemig e 32,9% do capital votante. As implicações da participação do grupo Andrade Gutierrez no capital da empresa estatal serão analisadas no item que discorre sobre a

[99] Essa sociedade já está considerada na participação da Cemig.

participação de grupos econômicos relacionados à construção civil no setor elétrico brasileiro. Ressalta-se que a Andrade Gutierrez é a maior acionista individual privada da empresa.

Quanto a Companhia Paranaense de Energia (Copel), a empresa está presente em sociedade ou como detentora da concessão em 7 empreendimentos, além de participar em SPEs com outras estatais em dois outros projetos. A empresa integra a estrutura societária de empreendimentos que respondem por 5,8% da capacidade instalada total analisada.

Com capital aberto, é controlada pelo Estado do Paraná, que detém 58,6% do capital votante e 31% do capital total, em sociedade com o BNDES Participações (BNDESPAR), subsidiária integral do BNDES, que detém 26,4% do capital votante e 24% do capital total da empresa.

Dos projetos, em quatro deles a participação da Copel ocorre por meio de SPEs: UHE Dona Francisca, projeto em sociedade com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc), o grupo Gerdau, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE) e a Statkraft, antes Desenvix Energias Renováveis, responsável pela capacidade instalada de 125 MW, na região Sul; a UHE Mauá, com 361 MW, em sociedade com a Eletrosul, na região Sul e oriunda do PAC; UHE Fundão e UHE Santa Clara, ambas com 120 MW, na região Sul, em sociedade com Paineira Participações.

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, controlada pela Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par, do Estado do Rio Grande do Sul, é identificada em 12 projetos, tanto como concessionária quanto em sociedade com outras empresas. No total, a CEEE está presente em empreendimentos que respondem por 4,8% da capacidade instalada total analisada. Dentre ele estão a UHE Foz do Chapecó (855 MW), a UHE 14 de Julho (100,7MW) e a UHE Castro Alves (130MW), todas na região Sul e inseridas no PAC.

Por fim, no que se refere às empresas estaduais, destaca-se a Companhia Energética de São Paulo, CESP. O estado de São Paulo detém 94% do capital votante da empresa e 35,9% de seu capital total. Por meio de 3 empreendimentos, responde por 1.654,62 MW de capacidade instalada, o que representa 1,85% do total analisado. A empresa não prorrogou as concessões de serviço público, proposta do governo

federal por meio da lei 12.783, de 2013. Ainda, destaca-se que a empresa não participa de empreendimentos oriundos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de modo que não se identifica nessa empresa uma estratégia de expansão de sua capacidade instalada.

No que se refere à participação das estatais/mistas no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), dos 30 empreendimentos em operação oriundos do programa federal, responsáveis por 14.830,29 MW, ou 16,6% do total analisado, 17 projetos contam com a participação dessas empresas e respondem por 12.081,29 MW, ou seja, as empresas controladas pela União e estados participam em projetos que responderam por 81,5% da capacidade instalada no âmbito do PAC, conforme **Tabela 6.4**. Por esse aspecto, destaca-se a importância das empresas estatais e de economia mista na expansão da capacidade instalada setorial, contribuindo para o desempenho do programa governamental e para o cumprimento do planejamento setorial, mesmo em projetos não considerados estruturantes pelo planejamento setorial.

Dentre elas, destacam-se as subsidiárias da Eletrobrás, Furnas Centrais Elétricas, presente em 8 projetos do PAC, que somam 7.065,23 MW ou 47,6% do total adicionado pelo Programa Federal; e Eletrosul, que participa de 5 empreendimentos responsáveis por 6.055,8MW ou 40,8% do total adicionado pelo programa federal. Ainda, destaca-se a estadual de Minas Gerais, Cemig, presente em dois empreendimentos que somados respondem por 3.708 MW, ou 25% do adicionado pelo Programa federal.

**Tabela 6. 4 - Participação de Estatais e Empresas de Economia Mista no Programa de Aceleração do Crescimento - 2015**

| Empresas Estatais/Mistas no PAC | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Furnas Centrais Elétricas S.A. | 4 | 13,3 | 682,4 | 4,6 |
| Eletrosul Centrais Elétricas S.A. | 2 | 6,7 | 125,0 | 0,8 |
| Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE | 2 | 6,7 | 230,7 | 1,6 |
| FURNAS/CEMIG | 2 | 6,7 | 3708,0 | 25,0 |
| CELG/CEB | 1 | 3,3 | 96,4 | 0,7 |
| COPEL/ELETROSUL | 1 | 3,3 | 361,0 | 2,4 |
| DME Energética | 1 | 3,3 | 191,9 | 1,3 |
| ELETRONORTE/CHESF | 1 | 3,3 | 261,0 | 1,8 |
| ELETROSUL/CHESF | 1 | 3,3 | 3750,0 | 25,3 |
| FURNAS/CEEE | 1 | 3,3 | 855,0 | 5,8 |
| FURNAS/ELETROSUL | 1 | 3,3 | 1819,8 | 12,3 |
| **Total Estatais/Mista no PAC** | **17** | **56,7** | **12081,3** | **81,5** |
| **Total PAC** | **30** | **100,0** | **14.830,28** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). * Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte BIG.

No caso dos empreendimentos em análise, apenas as UHE Batalha, 50 MW, entre Centro-Oeste e Sudeste; UHE Simplício, 333,7 MW, no Sudeste; UHE São Domingos, 48 MW, no Centro-Oeste; e UHE Passo São João, 77 MW, no Sul, são controladas em sua totalidade pelas estatais, ou seja, não consolidavam SPEs, sendo as duas primeiras controladas por Furnas e as duas últimas pela Eletrosul. No entanto, não é este o modelo que tem predominado no processo de expansão do setor elétrico, em que vigoram as SPEs. Esses dados evidenciam a importância das empresas estatais/de economia mista no processo de expansão setorial, ainda que não possam exercer o controle acionário da empresa no caso da constituição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), as estatais se configuram em agentes importantes para a expansão setorial.

A análise das hidrelétricas do PAC, com a presença de estatais, por região mostra que a região Norte lidera em termos de capacidade instalada, pois do total oriundo do PAC em que se identifica a presença de estatais, 60% da capacidade instalada localiza-se na região Norte, quais sejam as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, que somam 7.318 MW, participação que passa a ser maior quando considerada a UHE Teles Pires, inter-regional, nos estados de Mato Grosso e Pará, alcançando 80% da capacidade instalada a partir do PAC.

A atuação das empresas controladas pelo Estado se diferencia da que predominou no período em que este detinha o monopólio da geração de energia elétrica. Entre as décadas de 1970 e 1990, o setor elétrico estava organizado por meio de regiões geoelétricas, em que as empresas eram impedidas de atuarem fora de sua região de origem, tanto as federais, como as estaduais. Ao permitirem a retomada da atuação dessas empresas, a restrição foi suspensa, de modo que as mesmas puderam buscar novos mercados para realizarem seus investimentos. No que se refere às empresas controladas pela União, embora ainda controladas pela mesma holding, a Eletrobrás, tendem a atuar como empresas independentes, inclusive concorrendo umas com as outras em vários processos licitatórios, quando se associa a diferentes grupos privados.

No que se refere ao regime de exploração, dos empreendimentos em que as estatais e empresas de economia mista estão presentes, 108 no total, em 66 projetos a atuação da UHE é sob o regime de serviço público. Isso corresponde a 61,1% das usinas hidrelétricas em que as empresas controladas pelo estado participam e 35,7% dos projetos analisados. Destaca-se que tais projetos se referem a empreendimentos em que tais empresas são as únicas responsáveis pelos projetos, ou seja, são elas mesmas as detentoras das concessões, outorgadas antes das reformas da década de 1990. Em sete empreendimentos ocorre compartilhamento no regime de produção, sendo que em cinco se trata dos regimes de produtor independente e autoprodutor; e em dois do regime de produtor independente e serviço público.

No que se refere às hidrelétricas em operação integrantes do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), os 17 projetos identificados atuam em regime de produção independente, o que se verifica como regime predominante nos projetos de expansão setorial.

O decreto nº 2.655, de julho de 1998, recepcionado pelo marco regulatório de 2004, ainda que com alguns dispositivos revogados, estabeleceu em seu artigo 4º que a produção de energia elétrica será destinada i) ao atendimento do serviço público de geração; ii) à comercialização livre, assim considerada conforme lei nº 9.074, de 1995; e iii) ao consumo exclusivo em instalações industriais ou comerciais do gerador, admitido comercialização eventual e temporária do excedente, mediante autorização da ANEEL (autoprodutores). O artigo 5º da mesma lei estabelece que

> No caso de privatização de empresa federal detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica para fins de serviço público, o regime de exploração será alterado, no todo ou em parte, para o de produção independente, mediante as condições que serão estabelecidas no respectivo edital, previamente aprovado pela ANEEL (Decreto 2.655, de 1998).

O artigo também é aplicado para o caso de a concessão ou autorização for concedida para empresas sob controle dos Estados, Distrito Federal ou Municípios, desde que aceitem as regras estabelecidas. O regime de serviço público se manteve válido para as concessões de serviços públicos outorgadas em período anterior à entrada em vigor da lei 8.987, de 1995, conforme seu artigo 42. À medida que as concessões vencessem, tais empreendimentos seriam licitados por meio de leilões de energia elétrica e o regime passa a ser o de produção independente. A Medida Provisória 579 de 2012, convertida em lei nº12.783, de 11 de janeiro de 2013, conforme tratado no capítulo 5, levou à manutenção de parte do parque elétrico instalado sob controle das estatais federais para os próximos 20 anos.

Como foi verificado no capítulo 5, o aceite da proposta do governo por parte das estatais federais permitiu que as mesmas mantivessem uma participação elevada enquanto concessionárias diretas na atividade de geração de energia elétrica, o que foi proposto pelo governo para que houvesse a redução da tarifa de energia elétrica. O fato de controlar empresas de energia elétrica é o que permitiu ao Estado elaborar tal proposta com o intuito de intervir nos preços da energia elétrica. A partir de 2017, as mesmas poderão vender 70% de sua energia ao ACR e 30% ao ACL, na condição de produtores independentes.

### ii) Multinacionais de Energia Elétrica

As empresas multinacionais de energia elétrica podem ser consideradas precursoras do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, quando em fins do século XIX, a *Brazilian Traction Light and Power* (Light) iniciou suas operações no país, nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Na década de 1920, a *American Foreign Power Company* (Amforp) se ocuparia do interior do país e da região Nordeste. Quando da consolidação do setor produtivo estatal, o Estado encampa as multinacionais, de modo que apenas com o processo de privatização, novas empresas estrangeiras voltariam a atuar no país, a partir da década de 1990.

As multinacionais foram identificadas nas usinas hidrelétricas em operação como sócias em SPEs, sócias de empresas de energia elétrica estabelecidas no país e quando são elas mesmas as concessionárias de geração.

Conforme **Tabela 6.5**, as multinacionais de energia elétrica estão presentes em 47 hidrelétricas em operação, dos 185 empreendimentos analisados, o que corresponde a 25,4% dos projetos hidrelétricos em operação no país. No que se refere à capacidade instalada, as mesmas estão presentes em empreendimentos hidrelétricos responsáveis com capacidade instalada de 26.921,1 MW, o que corresponde a 30,2% da potência instalada total analisada.

No que se refere ao regime de produção, das 47 hidrelétricas em operação em que se identifica a participação de empresas multinacionais, 74,5% delas ocorre sob **regime de produção independente**. Quando se identifica o regime de serviço público, refere-se a empreendimentos em que as concessões foram outorgadas anteriormente às reformas do marco regulatório e somam sete empreendimentos. Quanto aos restantes, quatro são compartilhadas (3 combinam produtor independente e autoprodutor e 1 combina serviço público e autoprodutor) e um empreendimento se refere a autoprodução.

**Tabela 6. 5 - Participação das empresas multinacionais nas usinas hidrelétricas em operação - 2015**

| Multinacionais | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| GDF Suez | 10 | 5,4 | 11.020,3 | 12,3 |
| AES Corporation | 9 | 4,9 | 2.644,3 | 3,0 |
| Duke Energy International, Brasil Ltda. | 8 | 4,3 | 2.241,3 | 2,5 |
| China Three Gorges Brasil Energia Ltda./EDP | 6 | 3,2 | 6.967,9 | 7,8 |
| Iberdrola | 6 | 3,2 | 2.789,9 | 3,1 |
| Statkraft Energias Renováveis S. A. | 5 | 2,7 | 559,7 | 0,6 |
| Grupo Enel | 3 | 1,6 | 697,7 | 0,8 |
| **Total Multinacional** | **47** | **25,4** | **26.921,1** | **30,2** |
| **Total geral** | **185** | **100,0** | **89.256,0** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” BIG.

A empresa que participa no maior número de usinas hidrelétricas é a GDF Suez, atual Engie. A origem de seu capital é Franco-Belga (VALOR ECONÔMICO, 2014) e sua atuação no país ocorre através da empresa Tractebel Energia S.A.. A

Tractebel iniciou suas atividades no país a partir da aquisição, em 1998, da Gerasul, empresa geradora oriunda da desverticalização da Eletrosul.

A GDF Suez detém 68,71% da empresa Tractebel Energia S.A, por meio da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda. Esta controla ainda a Sociedade de Propósito Específico Energia Sustentável do Brasil S.A., concessionária da usina hidrelétrica de Jirau, com 50,1%. A GDF Suez, através de suas empresas, está presente em 10 usinas hidrelétricas em operação no país. Tais empreendimentos respondem por 11.020,3 MW de capacidade instalada, ou 12,3% da potência instalada no país. Exceto em um empreendimento, a UHE Machadinho, em que o regime de produção é compartilhado, nos demais a empresa atua em regime de produção independente. A GDF Suez está presente em empreendimentos que respondem por 40,9% da capacidade instalada, se considerada apenas a participação das multinacionais.

No que se refere ao Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), as multinacionais estão em 11 empreendimentos, que respondem por 54,5% da capacidade instalada a partir do programa federal, conforme **Tabela 6.6**. Dos projetos em que a GDF Suez participa, três empreendimentos foram implementados através PAC e adicionaram 5.080,2 MW de capacidade instalada. Por esse aspecto, 34,3% da capacidade instalada por meio do programa federal contam com a presença da GDF Suez, sendo a empresa com a maior participação, dentre as multinacionais do setor elétrico, no que se refere às obras concluídas pelo PAC.

**Tabela 6. 6 - Participação de multinacionais de energia elétrica no Programa de Aceleração do Crescimento, 2015**

| Multinacional/PAC | Usinas Hidrelétricas | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Iberdrola | 4 | 13 | 2.317,2 | 15,6 |
| GDF Suez | 3 | 10 | 5.080,2 | 34,3 |
| Statkraft Energias Renováveis S. A. | 3 | 10 | 304,7 | 2,1 |
| China Three Gorges Brasil Energia Ltda./EDP | 1 | 3 | 373,4 | 2,5 |
| **Total Multinacional/PAC** | **11** | **37** | **8.075,6** | **54,5** |
| **Total geral** | **30** | **100** | **14.830,3** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

Com relação aos 3 empreendimentos com a participação da multinacional relacionados ao PAC, destaca-se que em todos a empresa detém a maior participação societária, estando os mesmos localizados na região Norte: UHE Jirau, com 3.750 MW, no rio Madeira, estado de Rondônia, 50,1%; UHE Estreito, com 1.087 MW, no

rio Tocantins, 40%; e UHE São Salvador, com 243,2 MW e 100% de controle acionário. Segundo o sítio da empresa, a GDF Suez, agora Engie, é o primeiro produtor independente no mundo e primeiro produtor privado de eletricidade no Brasil (ENGIE, 2016).

Em segundo lugar, dentre as estrangeiras, está a empresa de capital espanhol Iberdrola. No processo de privatização, entre 1997 e 2000, a empresa adquiriu 3 distribuidoras estaduais, a Celpe (Pernambuco), a Coelba (Bahia) e a Cosern (Rio Grande do Norte). Sua atuação como agente setorial se dá através da empresa Neoenergia, em que detém 39% de seu capital total. A Neoenergia é uma empresa de energia elétrica com capital espanhol e brasileiro, sendo a parte brasileira proveniente da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, o fundo de pensão Previ.

Conforme os dados, a Iberdrola participa de empreendimentos que respondem por 2.789,91 MW de capacidade hidrelétrica instalada total, ou seja, 3,1%. Em todos os empreendimentos a empresa atua em regime de produção independente, exceto naquele adquirido pela Coelba, em que atua em regime de serviço público.

No entanto, sua participação torna-se relevante quando da análise dos projetos implementados pelo PAC. Dos 6 projetos em que a empresa tem participação acionária, 4 deles se inserem no programa do governo federal: UHE Teles Pires, com 1.819,8 MW, entre as regiões Norte e Centro-Oeste, tendo 50,56% da participação societária; UHE Dardanelos, 261 MW, na região Centro-Oeste, com 51% na composição societária; UHE Baguari, 140 MW, na região Sudeste, com 51% na composição societária; e Corumbá III, 96,45 MW, na região Centro-Oeste, em que a empresa detém 60% de participação.

Em seguida, encontra-se a China Three Gorges International S.A., de capital chinês, que ganhou relevância no setor elétrico brasileiro ao adquirir o controle da EDP Portugal, que atua no país através da EDP Energias do Brasil. A China Three Gorges International S.A. também adquiriu a concessão de duas hidrelétricas, Jupiá e Ilha Solteira, antes pertencentes à Companhia Energética de São Paulo – CESP, no leilão referente às concessões de energia existentes realizado em novembro de 2015, e passou a ser a primeira empresa estrangeira a assumir sozinha a gestão de uma

usina hidrelétrica no país (EBC, 2016)[100]. A empresa atua tanto em regime de produção independente como em regime de serviço público.

A Three Gorges participa de uma hidrelétrica em operação oriunda do PAC, a UHE Santo Antônio do Jari, através de suas controladas – EDP Energias do Brasil S.A. e CWEI (Brasil) Participações Ltda., ambas controladas pela China Three Gorges. A UHE, com capacidade instalada de 373,4 MW, está localizada na região Norte, no rio Jari, entre os estados de Amapá e PA. Nessa a CTG e opera em regime de autoprodução.

A AES Corporation participa em projetos que respondem por 3% da capacidade instaladas proveniente de usinas hidrelétricas em operação. A empresa, de capital estadunidense, iniciou suas atividades no Brasil quando da desverticalização das atividades do setor elétrico, adquirindo frações de capital pertencentes às distribuidoras Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul; Light; Metropolitana e Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). A empresa desenvolve suas atividades no país através da AES Tietê, formada pela AES Corporation (61,6%), BNDES Participações (14,4%), e outros (24%). As empresas formam ainda a Brasiliana Participações que controla a AES Sul, a AES Serviços, a AES Uruguaiana, a AES Elpa e a AES Eletropaulo, empresas de geração e distribuição de energia elétrica.

Sua atuação ocorre sob o regime de produção independente não teve qualquer participação no ciclo de expansão proporcionado pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

A Duke Energy, de capital estadunidense, participa em 8 projetos hidrelétricos no país, que totalizam 2.241,3 MW, ou 2,5% da capacidade instalada por meio de hidrelétricas. O início de suas atividades ocorreu no processo de privatização, em 1999, quando a empresa adquiriu a empresa geradora Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, pertencente à Companhia Energética de São Paulo (CESP). A empresa também não teve qualquer participação do PAC.

Com relação ao grupo ENEL, com capital originário na Itália, sua atuação ocorre através do controle que exerce sobre a empresa chilena Enersis S.A. No Brasil,

---

[100] Disponível em http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-01/governo-assina-contratos-de-concessao-de-29-usinas-hidreletricas

a empresa atua como Enel Brasil S.A e Enel Green Power Paranapanema. Sua atuação no país se inicia em decorrência do controle exercido sobre a empresa Endesa S.A., de capital espanhol, que adquiriu a distribuidora estadual CERJ (Rio de Janeiro), e sobre a empresa Enersis S.A., de capital chileno, que participa do capital acionário da geradora Cachoeira Dourada.

Atualmente, a empresa participa de 3 empreendimentos hidrelétricos em operação, com capacidade total de 697,7 MW, ou 0,8% da capacidade total analisada. Dois deles foram arrematados pela Enel Green Power, no leilão de concessão de usinas existentes, de 25 de novembro de 2015: as hidrelétricas Mourão I, no Paraná; e Paranapanema, em São Paulo. A empresa não participa de projetos hidrelétricos em operação provenientes do PAC.

Por último, identifica-se a participação da empresa norueguesa Statkraft, que no Brasil atua como Statkraft Energias Renováveis S. A. e está presente nos projetos responsáveis por 0,5% da capacidade instalada total no país. Ainda que tenha uma pequena participação em relação ao total, o grupo merece destaque, pois adquiriu a Desenvix Energias Renováveis S.A[101], com participação em 3 hidrelétricas que pertencem ao PAC, a UHE Monjolinho, UHE 14 de Julho e UHE Castro Alves, todas no Rio Grande do Sul e que totalizam 304,7 MW, ou 2,1% da capacidade instalada proveniente das usinas hidrelétricas em operação oriundas do PAC.

Em síntese pode-se afirmar que a participação das multinacionais em projetos hidrelétricos provenientes do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) é representativa da relevância desses grupos no recente ciclo de expansão da geração de energia elétrica no país. Nesse aspecto, destaca-se que as multinacionais estão presentes em empreendimentos que respondem por 54,5% da capacidade instalada oriundas do PAC, através de 11 empreendimentos, com destaque para as empresas GDF Suez e Iberdrola, em termos de capacidade instalada por meio de empreendimentos contemplados pelo programa federal, conforme tabela 6.6. A atuação dessas empresas nos novos projetos se realiza por meio do regime de produção independente.

[101] Conforme reportagem no jornal Valor Econômico, de 13/07/2015, a Statkraf detém 81,31% do capital da empresa os 18,69% restantes estão sob controle do fundo de pensão Fundos Economiários Federais – Funcef, da Caixa Econômica Federal. http://www.valor.com.br/empresas/4132500/desenvix-recebe-aporte-de-r-119-milhoes-e-muda-de-nome

Ainda, o leilão de concessão das hidrelétricas oriundas das empresas estatais, que não aceitaram a renovação da concessão proposta pela lei 12.783, abriu espaço para ampliar a atuação das empresas estrangeiras no país, como ocorreu com a China Three Gorges, que se tornou concessionária da UHE Ilha Solteira e UHE Jupiá.

A distribuição regional das multinacionais em empreendimentos contemplados pelo PAC e respectivas participações na capacidade instalada total é apresentada na tabela abaixo, com o intuito de fornecer elementos para identificar a estratégia de expansão dessas empresas territorialmente.

**Tabela 6. 7 - Participação das multinacionais nas UHEs do PAC por região (2015)**

| Região | Multinacionais - PAC | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | China Three Gorges | | GDF Suez | | Iberdrola | | Statkraft Energias Renováveis S. A. | | Usinas Hidrelétricas | | |
| | Nº | MW | Nº | MW | Nº | MW | Nº | MW | Nº | MW | % |
| Centro-Oeste | | | | | 2 | 357,4 | | | 2 | 357,45 | 4,4 |
| IR | | | | | 1 | 1.819,8 | | | 1 | 1.819,80 | 22,5 |
| Norte | 1 | 373,4 | 3 | 5.080,2 | | | | | 4 | 5.453,60 | 67,5 |
| Sudeste | | | | | 1 | 140,0 | | | 1 | 140,00 | 1,7 |
| Sul | | | | | | | 3 | 304,71 | 3 | 304,71 | 3,8 |
| Multinacional no PAC | 1 | 373,4 | 3 | 5.080,2 | 4 | 2.317,2 | 3 | 304,71 | 11 | 8.075,56 | 100,0 |
| % | 4,6 | | 62,9 | | 28,7 | | 3,8 | | 100,0 | | |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” BIG, incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

Quando da análise da participação das multinacionais em usinas hidrelétricas em operação oriundas do PAC, por região, verifica-se que a região Norte é a que responde pela maior capacidade instalada, com 5.453,6 MW, o que corresponde a 67,5% da capacidade instalada, por meio de empreendimentos em que se identificam as multinacionais no programa governamental. A participação da região é ainda maior, se considerada a UHE Teles Pires, empreendimento identificado como inter-regional (IR), entre as regiões Centro-Oeste e Norte. Caso considerado, a participação da região Centro-Oeste também ganha relevância, passando a 26,9% da capacidade instalada, através do PAC.

Destaca-se a atuação da empresa GDF Suez, com participação em 3 empreendimentos que somam a capacidade instalada de 5.080 MW, ou seja, 62,9% da capacidade instalada decorrentes de projetos em que se identifica a presença de multinacionais no PAC contam com a participação da multinacional franco-belga GDF Suez, todos na região Norte.

Em seguida, vem a Iberdrola, com 4 empreendimentos, que respondem por 2.307,2 MW ou 28,2% das UHE do PAC em operação, em que se identificam a participação em multinacionais. A atuação da multinacional no PAC se realiza com três UHEs no Centro-Oeste, uma delas também na região Norte, e uma no Sudeste.

A análise mostra que as multinacionais têm no PAC importante espaço para estabelecer suas estratégias de expansão das atividades das empresas no país, por meio das possibilidades disponibilizadas no âmbito do Programa federal.

**iii) Empresas de Obras de Infraestrutura e serviços de engenharia**

A relação entre as empresas do ramo de obras de infraestrutura e serviços de engenharia com o setor elétrico brasileiro remete à articulação que se desenvolveu no Brasil entre as demandas por obras públicas e as construtoras nacionais desde o estabelecimento do setor produtivo estatal de energia elétrica.

De acordo com Campos (2012), as atividades da indústria da construção pesada no Brasil tiveram seu início a partir da implementação das ferrovias, por meio da ação de empresas dos centros dinâmicos da economia capitalista europeia, de modo a não serem resultado de um processo endógeno de industrialização, nem decorrência do desenvolvimento de uma economia urbana própria. O autor afirma que a atuação dos capitais forâneos na economia brasileira no século XIX não tinha como objetivo acelerar o tempo de rotação do capital industrial local, mas reproduzir a acumulação escravista e colonial dominante na época.

Associadas às empresas de construção civil que vinham para a instalação das ferrovias, aportavam no país no século XIX, empresas com a finalidade de atuar nas áreas de serviços urbanos – carris urbanos, esgotamento sanitário, iluminação pública, entre outros – a exemplo da Light e da AMFORP, tratados no histórico do setor elétrico.

As companhias estrangeiras, ferroviárias e de serviços urbanos marcam o início da atuação profissional dos primeiros engenheiros formados no Brasil, em instituições constituídas a partir da primeira década do século XIX, sendo a mais antiga delas, a Academia Real Militar, de 1810.

Campos (2012) afirma que a localização das primeiras escolas de engenharia do país está relacionada à distribuição geográfica das mais tradicionais e mais poderosas empresas de engenharia do país. Como exemplo, tem-se em Minas

Gerais, a Escola de Minas e depois o Instituto Eletrotécnico de Itajubá, a Escola de Engenharia de Juiz de Fora e a Escola Livre de Engenharia; em São Paulo, com a Escola Politécnica de São Paulo; o Instituto de Engenharia; e a Escola Politécnica Mackenzie; em Pernambuco, a Escola Politécnica e a Escola de Engenharia de Recife; além de Porto Alegre, Salvador e Curitiba. Tais escolas atuaram como centros de recepção e difusão das tecnologias de fora do país, principalmente no início do desenvolvimento, quando esses centros eram mais receptores. Posteriormente, nesses estados se originariam as empresas Andrade Gutierrez (MG), Camargo Corrêa (SP), Queiroz Galvão (PE) e Odebrecht (BA), que se consolidaram nas principais construtoras nacionais.

Além das atividades relacionadas ao crescimento urbano, com ênfase em ferrovias, obras portuárias e remodelação urbana, como ocorreu no Rio de Janeiro entre 1902 e 1906, a partir das ações do Prefeito Pereira Passos, outra atividade das empresas de engenharia e que posteriormente viria a projetar as construtoras brasileiras como líderes mundiais foram as construções de barragens e usinas hidrelétricas (CAMPOS, 2012).

As primeiras foram em Minas Gerais relacionadas à mineração e à indústria têxtil. Outras iniciativas de construção de usinas, com potência hoje considerada irrisória, prosperaram, caracterizadas pelo uso local da energia e reduzido investimento de capital. A mudança nesse perfil decorreu do início da atuação do país da *Light and Power*, de capitais ingleses, canadenses e norte-americanos, como já mencionado, que atuaria no Rio de Janeiro e São Paulo. No que se refere às obras de engenharia, as mesmas também eram realizadas tanto pela própria Light[102] como por empresas estrangeiras, como a norte-americana Morrissen Knudsen e a inglesa Hugo Cooper.

Outras empresas em concorrência com a Light surgiram no início do século, como a Companhia Brasileira de Energia Elétrica, do grupo Guinle, em 1909, e adquirida posteriormente pela já mencionada *American Foreign & Power* (AMFORP), ligada ao grupo americano Bond and Share, depois Energias Elétricas do Brasil EEB. A AMFORP compraria a Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL, de Armando

[102] Muitas das usinas construídas pela Light no período, que naquela época eram de grande porte, ainda estão em atividade, atualmente, no entanto se caracterizam como pequenas centrais hidrelétricas, a exemplo do complexo Lajes, no Rio de Janeiro, entre outras.

Salles de Oliveira Prado e Silva, em 1927, compartilhando com a Light o monopólio virtual na atividade de geração de energia elétrica no país (CAMPOS, 2012).

A indústria pesada no Brasil, que vigorou entre 1850 e 1930, esteve vinculada a obras que reforçavam o caráter dependente da economia brasileira, além de estabelecer ações referentes à infraestrutura urbano-industrial, ainda que aquém das necessidades requeridas pelo processo de urbanização e industrialização.

Com as mudanças estruturais na economia brasileira, a atuação das atividades relacionadas à engenharia viria a mudar, quando, a partir da década de 1930, inicia-se a montagem do Estado capitalista e políticas relacionadas à dinâmica urbano-industrial, que requereu um amplo programa de obras públicas e políticas de planejamento, sendo o mais robusto deles, o Plano de Metas, em 1955, com Juscelino Kubitschek. Tais políticas passavam pela montagem de várias agências estatais e um reposicionamento da indústria de construção na economia.

> Com as alterações na estrutura do aparelho do Estado, ao longo das décadas de 20, 30 e 40, novas formas de atuação foram agregadas à prática de órgãos estatais, fazendo com que o aparelho de Estado se tornasse em ocasiões o realizador de obras públicas. Com alterações e aperfeiçoamentos posteriores, a função de empreender as obras foi novamente deslocada para a área privada, então notadamente para empresas nacionais (CAMPOS, 2012, p. 43).

O mesmo autor afirma que a transferência de função da construção de obras públicas do poder estatal para o privado foi de fundamental importância para o fortalecimento das empresas e formação do grande capital no Brasil, no que se refere ao setor de construção pesada, para o qual contribuiu o setor elétrico.

A partir da década de 1950, o Estado se retira da atividade construtora e passa a contratador de obras de construção pesada, divisão de tarefas entre Estado e empresas privadas que marcaria a implementação do Plano de Metas. No caso do setor elétrico, quando da constituição do setor produtivo estatal de energia elétrica, nas décadas de 1940 e 1960 ocorreu uma divisão do trabalho em que à iniciativa privada caberia o papel de realizar os projetos e executar as obras civis, para a implementação dos grandes projetos hidrelétricos, que criaria a demanda capaz de consolidar as maiores firmas de construção pesada do país, de acordo com Campos (2012).

Como exemplo, Campos (2012) destaca a Chesf e o DNOCS, órgãos antes responsáveis pela realização das obras, com seus equipamentos e pessoal próprios,

que passam a contratar empresas para realizarem os serviços. O autor afirma se tratar do aperfeiçoamento do modelo varguista e a vitória dos interesses dos empresários sobre o setor, modelo que teve continuidade na ditadura civil-militar de 1964. Por esse aspecto, o governo JK é considerado de grande relevância para a alavancagem do setor de construção pesada no país, acompanhado do fortalecimento e nacionalização das atividades das empreiteiras brasileiras.

No período JK, o setor elétrico ainda não se mostrava um nicho tão atrativo como foi a construção das rodovias para as empreiteiras nacionais. Ainda assim, marca o período o fato de ter sido então imposta a obrigatoriedade de participação de empresas nacionais nas obras de hidrelétricas feitas no país, como ocorreu com a UHE Furnas, o que permitiu promover a qualificação tecnológica para esse tipo de empreendimento pelas empreiteiras brasileiras. Menciona-se ainda que o Grupo de Trabalho número 1 do Plano de Metas tinha por objetivo apresentar propostas para a legislação de energia elétrica do país, prenunciando a criação da Eletrobrás em 1962. A partir de JK, as empreiteiras nacionais passaram a ter preferência em relação às estrangeiras na instalação de usinas hidrelétricas, embora somente com o decreto-lei de 1969, sob a ditadura militar, as empresas estrangeiras viessem a ser banidas da construção, salvo exceções (CAMPOS, 2012).

A indústria nacional de construção pesada no país se consolidou em graças às demandas e contratações por obras públicas oriundas de políticas de Estado que deram sustento ao processo de industrialização e urbanização, ou seja, à consolidação da acumulação capitalista no país (CAMPOS, 2012). Campos ressalta que a construção pesada tem certas características específicas em relação à mercadoria produzida, a obra pronta: trata-se de um produto não-multiplicável, ou em apenas em alguns casos, como a construção industrializada e padronizada; é de longa duração em sua produção; agrega uma grande quantidade de força de trabalho, equipamentos e materiais (capital e mão de obra são intensivas). Acresça-se que, como na maior parte dos casos o cliente é o aparelho de Estado, há peculiaridades na atuação política e empresarial dessas companhias.

Outra característica é o caráter familiar das empreiteiras, o que se verifica nos seus nomes, relacionados ao sobrenome da família - Andrade Gutierrez, Queiroz Galvão, Odebrecht, Camargo Corrêa, para citar as principais. Ainda que tenham se tornado sociedades anônimas a partir das reformas financeiras da década de 1960,

seu controle continuou sob o controle de famílias e grupos restritos, que determinaram a estratégia empresarial (CAMPOS, 2012).

Como consequência dessa estreita dependência do “mercado estatal”, as empresas e empresários tendem a se envolver, de maneira direta e sem mediações, nos processos decisórios, particularmente naqueles referidos a investimentos de grande vulto.

No caso do setor elétrico brasileiro, ainda que suas políticas de expansão de geração estejam relacionadas ao planejamento estatal, que se justifica pela necessidade de expandir a potência instalada com vistas a afastar qualquer possibilidade de crise de oferta deste recurso, a participação desses grupos e os efeitos que sua atuação acarretam à economia – geração de empregos, formação bruta de capital fixo, desenvolvimento tecnológico, etc. - evidenciam que os mesmos encontram a sustentação para suas estratégias de acumulação na busca de interferir nas escolhas sobre quais políticas devem ser adotadas. Daí tomá-los como unidades dominantes, capazes de tomar “macrodecisões”, no sentido de Perroux.

Campos (2012) resgata o processo de formação de cada uma das principais construtoras do país. O que fica claro nesse resgate histórico é o papel que tiveram as contratações do setor elétrico para a construção de grandes projetos hidrelétricos. Como esclarecido por Mielnik e Neves (1988), já mencionados no capítulo 3, o estabelecimento do setor produtivo estatal de energia elétrica promoveu uma divisão de trabalho entre o Estado e os grupos privados, tendo os últimos assumidos os segmentos estratégicos da estrutura de produção, como estudos e projetos, construção civil, montagem, o que consolidou a cadeia produtiva setorial articulando esses segmentos.

Tavares (1999) destaca a importância das encomendas estatais para o estabelecimento da burguesia nacional de modo geral, enquanto Lessa e Dain (1982) destacam o tripé sobre o qual foi estruturado o capitalismo brasileiro, em que o Estado reservaria as órbitas industriais ao capital estrangeiro e as mercantis ao capital nacional, aí incluídos os ramos executores de obras públicas de grande porte, rodovias, energia elétrica, etc. como de preferência ao capital nacional.

Campos (2012) demonstra que o grupo dos “empreiteiros” se consolidou como grandes grupos econômicos no Brasil em torno das demandas estatais por obras públicas, em um primeiro momento regionalmente, e a partir da ditadura militar,

ganharam expressão nacional. No período recente, os principais grupos alcançaram projeção internacional, a exemplo dos grupos Odebrecht e Camargo Corrêa, que atuam internacionalmente em processo concomitante a diversificação enquanto *holding*.

A análise da atuação das empreiteiras, realizada a partir da cadeia societária disponibilizada pela Aneel e apresentada na **Tabela 6.8**, permite verificar que as empresas relacionadas à construção civil, não apenas participam do setor elétrico para a construção dos empreendimentos, como também diversificaram suas atividades e atuam como agentes geradores setoriais ou participam da estrutura acionária de empresas geradoras de energia elétrica, a partir das reformas setoriais e da abertura possibilitada pelo processo de privatização (MIRANDA E TAVARES, 1999).

O setor elétrico tornou-se espaço de acumulação das empresas de construção civil, não mais apenas pela construção das obras, mas pela própria atividade de geração de energia elétrica, ao menos para as usinas em operação.

**Tabela 6. 8 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em usinas hidrelétricas (2015)**

| Infraestrutura e Serviços de Engenharia | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº Projetos | % | MW | % |
| Andrade Gutierrez Concessões S.A. | 19 | 10,3 | 6.523,6 | 7,3 |
| Camargo Corrêa | 13 | 7,0 | 3.711,7 | 4,2 |
| Camargo Correa Investimento em Infraestrutura S.A. | 2 | 1,1 | 3.962,6 | 4,4 |
| Queiroz Galvão S.A. | 2 | 1,1 | 181,5 | 0,2 |
| J.MALUCELLI/CMSA/PLANEX | 1 | 0,5 | 32,0 | 0,0 |
| Odebrecht S.A. | 1 | 0,5 | 1.819,8 | 2,0 |
| ORTENG/ARCADIS LOGOS | 1 | 0,5 | 83,7 | 0,1 |
| Queiroz Galvão S.A./Construtora Barbosa Mello S.A. | 1 | 0,5 | 121,5 | 0,1 |
| SERVENG-CIVILSAN/C&M Engenharia | 1 | 0,5 | 127,0 | 0,1 |
| Odebrecht S.A./Andrade Gutierrez Concessões S.A | 1 | 0,5 | 3.568,0 | 4,0 |
| **Total Infraestrutura e Serviços de Engenharia** | **42** | **22,7** | **20.131,3** | **22,6** |
| **Total Geral** | **185** | **100** | **89256,0** | **100** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

Conforme a **Tabela 6.8**, as empresas relacionadas à infraestrutura e serviços de engenharia estão presentes na cadeia societária de 42 usinas hidrelétricas em operação no país, o que corresponde a 22,7% do total de empreendimentos analisados. No que se refere à capacidade instalada, as mesmas participam em

empreendimentos que geram 20.131,3 MW ou 22,6% da capacidade instalada no país provenientes de projetos em operação.

As 4 principais empresas que figuram como agentes setoriais ou que detêm participação na estrutura societária das empresas de energia elétrica são a Andrade Gutierrez Concessões S.A.; a Camargo Corrêa S.A; a Odebrecht S.A.; e a Queiroz Galvão S.A. Essas empresas estiveram, em 2013, entre as 100 maiores empresas do país, segunda a revista Grandes Grupos (VALOR ECONÔMICO, 2014).

A Camargo Corrêa está presente em 13 empreendimentos que respondem por 3.711,7 MW de capacidade instalada, 4% do total, através da geradora CPFL Energia S.A. A empresa atua ainda diretamente, via Camargo Correa Investimento em Infraestrutura, em mais dois empreendimentos, o que eleva para 15 o número de UHE em que se identifica a presença do grupo. Em termos de capacidade instalada, significa a presença da companhia em empreendimentos que geram 7.674,3 MW ou 8,6% da geração total.

O grupo Camargo Corrêa detém 24,4% do capital total da CPFL e exerce seu controle, ao lado do fundo de pensão Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ (30%) e do Bonaire Bonaire Participações/ Energia SP FIA (15,1%), formada pelos fundos de pensão Funcesp, Petros, Sistel e Sabesprev (CPFL, 2016)[103]

Dos empreendimentos em que a Camargo Corrêa atua como Camargo Corrêa Investimento em Infraestrutura, as UHE Jirau e UHE Serra do Facão, o grupo foi responsável pelas obras civis, o que indica uma possível vantagem para as atividades que configuram o *core business* da empresa a sua participação como sócias dos empreendimentos em uma SPE. No caso da UHE Jirau, o sítio do empreendimento indica que a participação da Camargo Correa foi substituída pelo grupo Mitsui&CO, grupo de investimento e comércio japonês[104]. Tal composição, no entanto, não é confirmada pelos dados da Participação Acionária das Usinas, disponibilizados pela ANEEL em 29/02/2016.

---

[103] Conforme sítio eletrônico da empresa http://www.cpfl.com.br/institucional/quem-somos/nossahistoria/Paginas/default.aspx

[104] Conforme sítio eletrônico da empresa http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/empresa#a-usina-hidreletrica-jirau).

O grupo Camargo Corrêa ocupa a 30ª posição no ranking da revista Grandes Grupos, enquanto a CPFL Energia S.A. ocupa a posição 36ª no mesmo ranking (Valor Econômico, 2014).

No que se refere às obras do PAC, a empresa está presente em 5 UHEs: 14 de Julho, Castro Alves e Foz do Chapecó, através da CPFL, na região Sul; e UHE Jirau e Serra do Facão, por meio da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura, de maneira a estar presente em projetos que totalizam 5.048,29 MW do total implementado pelo PAC, ou 34% da capacidade instalada pelo programa, que contribuiu para a adição de 14.830 MW na capacidade instalada.

Em seguida, encontra-se a empresa Andrade Gutierrez Concessões S.A., presente em 19 projetos, ou seja, 10,3% dos empreendimentos do total das UHEs em operação, que respondem por 6.523,6 MW, ou 7,3% da capacidade instalada total. A participação da empresa nos empreendimentos decorre do fato de a mesma participar da estrutura acionária da empresa de economia mista Cemig.

Na Cemig, a Andrade Gutierrez, através da AGC Energia S.A., detém 14,4% do capital total da empresa e 32,9% do capital votante. A entrada da empresa na estrutura acionária da Cemig ocorreu quando a Andrade assumiu junto ao BNDES a dívida da AES Corporation com o banco, levando em troca a participação na empresa de energia mineira, conforme informação divulgada pelo jornal Valor Econômico (2010, *apud* INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA, 2010)[105].

A matéria enfatiza o interesse da empresa de construção civil em adquirir a fatia da Cemig, uma vez que “na Light [em que a Andrade Gutierrez detinha participação] não tinha obra, na Cemig vai ter bastante” (2010, *apud* INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA, 2010). Esse comentário expressa a estratégia de negócio da empresa, sobretudo no que se refere aos novos empreendimentos nos quais a Cemig entra como sócia, a exemplo da UHE Santo Antônio, já em operação, em que a empresa Andrade Gutierrez participa através da Cemig e pela empresa SAAG Participações S.A., do mesmo grupo.

No caso da UHE Santo Antônio, empreendimento do PAC com capacidade instalada de 3.568 MW na região Norte, a empresa atua como construtora ao lado da

[105] Conforme http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/127848.htm

empresa Odebrecht S.A., responsável pelo consórcio construtor[106]. A UHE Baguari, outro empreendimento do PAC em que a Cemig participa como sócia com 34% da SPE, a construção ficou a cargo da Odebrecht. Uma vez que a reestruturação da Cemig ocorreu apenas em 2009, ano em que o empreendimento entra em operação, tem-se que sua construção ocorreu antes da entrada da Andrade no controle da Cemig[107].

A atuação da Andrade Gutierrez no consórcio construtor da UHE Santo Antônio sugere que a construtora buscou, enquanto estratégia de negócio, participar da Cemig, pois tal posição a colocaria em vantagens na atividade de construção civil. Ainda que no Acordo de Acionistas da Cemig, esteja explícito o desejo e o objetivo dos acionistas em manter o Estado de Minas Gerais como controlador hegemônico, isolado e soberano da Cemig[108], o acordo que levou a AG a participar da Cemig garantiu à construtora assentos no Conselho de Administração da empresa, o que coloca a construtora na posição de agente decisório no âmbito da empresa de economia mista. A própria participação da AG na Cemig também está em processo de alteração[109].

Em termos de capacidade instalada resultante do PAC, a Andrade Gutierrez está presente em dois empreendimentos, que respondem por 3.708,00 MW do total oriundo do programa federal, ou 24,9% da capacidade instalada pelo PAC, que são as UHE Baguari e a UHE Santo Antônio.

Destaca-se ainda que a Andrade Gutierrez ocupou, em 2013, a 33ª posição no ranking de maiores grupos do país realizado pela revista Grandes Grupos, do Valor Econômico (2014). Suas atividades envolvem concessões públicas, construção e engenharia, energia elétrica, investimentos imobiliários e telecomunicações. A Cemig, por sua vez, ocupou a posição 35ª, no mesmo ranking.

---

[106] Conforme http://www.odebrechtonline.com.br/materias/02301-02400/2385/?lang=pt
[107] Conforme http://www.uhebaguari.com.br/page/noticia.ver.asp?iN=9
[108] Acordo de Acionistas, Cemig. Disponível em http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/8867/AcordodeAcionistas_por.pdf
[109] Conforme reportagem intitulada "A parceria não explicada na Andrade com a Cemig", de 01/09/2015, disponível em http://jornalggn.com.br/noticia/a-parceria-nao-explicada-da-cemig-com-a-andrade-gutierrez . Conforme o jornal Valor Econômico, de 30/11/2015 (*apud* Senado federal http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/516845/noticia.html?sequence=1), o BNDES Par assumirá parte do controle da Cemig, o que implicará na redução da fatia da Andrade Gutierrez no controle da empresa. No entanto, em 25/02/2015, essa reestruturação não se confirma na estrutura acionária da geradora.

O grupo Odebrecht, de origem baiana com sede no Rio de Janeiro, é uma *holding* de capital nacional com atuação no setor de construção civil, tendo diversificado suas atividades para concessões públicas, química e petroquímica e ocupou a 8ª posição no ranking da revista Grandes Grupos (VALOR ECONÔMICO, 2014).

A empresa está presente no setor elétrico brasileiro, quando analisada as UHE em operação, em dois empreendimentos, a UHE Teles Pires, nas regiões Norte e Centro-Oeste e na UHE Santo Antônio. Em ambos os projetos, o grupo participa como sócia da SPE responsável pela implementação dos mesmos, tendo eles sido contemplados pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Além disso, o grupo Odebrecht, através de sua vertente construtora, lidera o consórcio responsável pelas obras civis.

Os dois empreendimentos totalizam 5.387,8 MW de capacidade instalada, o que corresponde a 6% da capacidade instalada do país, evidenciando a participação do grupo em importantes projetos hidrelétricos. Considerando a capacidade instalada pelo PAC, o grupo está presente em empreendimentos que respondem por 36% do total adicionado pelo programa federal.

No que se refere ao grupo Queiroz Galvão, de origem pernambucana, porém com sede no Rio de Janeiro (CAMPOS, 2012), o grupo tem participação menor em relação aos seus concorrentes, quando da atuação como agente setorial. Ainda, não consta a participação do grupo em empreendimentos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

Dos demais grupos com participações menores, apenas as empresas Orteng Equipamentos e Sistemas, empresa especializada em serviços de engenharia e Arcadis Logos, especializada em consultoria em engenharia e gerenciamento, participam de um empreendimento inserido no Programa de Aceleração do Crescimento, ao menos entre as UHEs em operação. As empresas participam da SPE que implementou a UHE Retiro Baixo, com 87,3 MW, localizada na região Sudeste, em sociedade com a empresa do grupo Eletrobrás, Furnas Centrais Elétricas S.A.

Em linhas gerais, quando se toma o Programa de Aceleração do Crescimento para se compreender o recente processo de expansão setorial, tem-se que o grupo Odebrecht é o que participa de empreendimentos com maior capacidade instalada por meio do programa federal, estando presente em projetos que respondem por 36,3%

da capacidade instalada. Ainda que sua participação ocorra em apenas dois empreendimentos, considerando as usinas hidrelétricas em operação, a empresa se configura na principal construtora presente no setor elétrico, quando se toma como referência a capacidade instalada por novos projetos no âmbito do programa federal, ficando à frente da Camargo Correa (34%) e da Andrade Gutierrez (24,9%)[110], conforme **Tabela 6.9.**

**Tabela 6. 9 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em usinas hidrelétricas no PAC (2015)**

| Infraestrutura e Serviços de Engenharia - PAC | Usinas Hidrelétricas | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Andrade Gutierrez Concessões S.A. | 1 | 3,3 | 140,0 | 0,9 |
| Camargo Corrêa | 3 | 10,0 | 1.085,7 | 7,3 |
| Camargo Correa Investimento em Infraestrutura S.A. | 2 | 6,7 | 3.962,6 | 26,7 |
| Odebrecht S.A. | 1 | 3,3 | 1.819,8 | 12,3 |
| ORTENG/Arcadis Logos | 1 | 3,3 | 83,7 | 0,6 |
| Odebrecht S.A./Andrade Gutierrez Concessões S.A. | 1 | 3,3 | 3.568,0 | 24,0 |
| **Total Infra e Serviços de Engenharia** | **9** | **30,0** | **10.659,7** | **71,8** |
| **Total PAC** | **30** | **100,0** | **14.840,3** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” BIG.

Os grupos relacionados à infraestrutura e construção civil estão presentes em 30% das UHE contempladas pelo PAC, em empreendimentos que respondem por 71,8% da capacidade instalada em UHE em operação no âmbito do programa federal. Como estratégia de atuação, tais grupos se associam em sociedades de propósitos específicos. Marca a composição das SPEs em que se verifica os grupos relacionados à construção civil a presença de empresas estatais/economia mista em todos os projetos do PAC, o que evidencia a importância da articulação entre o Estado, enquanto agente setorial, e os grupos econômicos da construção civil. Destaca-se a atuação da subsidiária da Eletrobrás, Furnas Centrais Elétricas S.A., presente em 6 empreendimentos do PAC nos quais a composição societária da SPE conta com empresas de construção civil (UHE Teles Pires, UHE Santo Antônio, UHE Retiro Baixo, UHE Baguari, UHE Serra do Facão e UHE Foz do Chapecó). Tais empreendimentos respondem por 6.679,04 MW, de modo que em 45% da capacidade instalada oriundas do PAC se identificam a atuação da estatal Furnas em sociedades de propósitos específicos com grupos relacionados à construção civil.

[110] Considerando todos os empreendimentos do PAC em que as empresas de engenharia participam.

Cabe ainda uma consideração sobre o regime de exploração adotado pelos empreendimentos em que se identificam os grupos relacionados à construção civil. Dos 42 em que estão presentes empresas desse grupo, 24 UHEs atuam em regime de produção independente (53%); 17 em regime de serviço público (40,5%), por meio da Cemig Geração e Transmissão S.A. (12) e da CPFL Energia S.A. (5); e um empreendimento em regime compartilhado, produtor independente e autoprodução de energia. No que se referem aos empreendimentos do PAC, todos ocorrem em regime de produção independente[111], sendo esse o principal regime em que atuam os grupos econômicos relacionados a obras de infraestrutura e serviços de engenharia.

### iv) Empresas de mineração e siderurgia

As empresas relacionadas às atividades de mineração e siderurgia estão presentes em 39 usinas hidrelétricas em operação, o que corresponde a 21% do número de empreendimentos analisados. Em termos de capacidade instalada, os empreendimentos totalizam 8.590,9 MW ou 9,6% da capacidade instalada em análise, conforme **Tabela 6.10**.

O regime de exploração que predomina neste segmento é o de autoprodução, considerando também o regime compartilhado (produção independente e autoprodução). Dos 39 empreendimentos, 14 enquadram-se na autoprodução e 8 em regime compartilhado de autoprodução e produção independente. Isso significa que as empresas deste segmento que participam da geração de energia elétrica buscam suprir as necessidades de fornecimento de energia elétrica em decorrência do fato de atuarem em atividades eletrointensivas.

[111] Ressalta-se que na condição de produtores independentes, o agente é pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Em geral, o produtor independente deverá comercializar no ambiente de contratação regulada 70% de sua energia produzida ao menor preço (definido em leilão) e no ambiente de contratação livre, os 30% restantes, como ocorre com as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no entanto tais percentuais estarão definidos no contrato de concessão ou ato de autorização.

**Tabela 6. 10 - Participação das empresas de mineração e siderurgia nas usinas hidrelétricas em operação (2015)**

| Mineração | Usinas Hidrelétricas | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Votorantim S.A. | 20 | 10,8 | 2012,8 | 2,3 |
| Vale S.A. | 5 | 2,7 | 972,0 | 1,1 |
| Gerdau S.A. | 3 | 1,6 | 280,0 | 0,3 |
| Mineração Santa Elina Indústria e Comércio S.A. | 2 | 1,1 | 121,6 | 0,1 |
| Alcoa Alumínio S.A. | 1 | 0,5 | 212,6 | 0,2 |
| Alcoa Alumínio S.A./Votorantim S.A./InterCement Brasil | 1 | 0,5 | 690,0 | 0,8 |
| ArcelorMittal/Samarco | 1 | 0,5 | 140,0 | 0,2 |
| Companhia Siderúrgica Nacional/Companhia de Cimento Itambé | 1 | 0,5 | 1.450,0 | 1,6 |
| Companhia Siderúrgica Nacional/Votorantim S.A./AngloGoldAshanti Córrego do Sítio Mineração | 1 | 0,5 | 210,0 | 0,2 |
| Samarco (Vale S.A./BHP Billiton Brasil Ltda.) | 1 | 0,5 | 25,0 | 0,0 |
| Vale S.A./Alcoa Alumínio S.A./InterCement Brasil | 1 | 0,5 | 1.087,0 | 1,2 |
| Vale S.A./Votorantim S.A. | 1 | 0,5 | 240,0 | 0,3 |
| Votorantim S.A./Alcoa Alumínio S.A/Vale S.A./InterCement Brasil | 1 | 0,5 | 1140,0 | 1,3 |
| **Total Mineração** | **39** | **21,1** | **8580,9** | **9,6** |
| **Total geral** | **185** | **100,0** | **89256,0** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

O grupo Votorantim S.A. participa, ou detém a concessão, de 24 empreendimentos, o que corresponde a 13% do total analisado, incluindo também os empreendimentos em que atua com outras empresas de mineração e siderurgia. Os empreendimentos somam 4.292,8 MW de capacidade instalada, ou 4,8% do total da capacidade instalada por meio de hidrelétricas em operação no país. Se considerados apenas os empreendimentos em que se encontram empresas de mineração e siderurgia, o grupo Votorantim está presente em 50% da capacidade instalada em que participam empresas de mineração.

Em 16 UHEs a empresa detém a concessão como geradora, através de suas controladas: Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), Votorantim Cimentos S.A. e Votorantim Metais e Zinco. Em 12 projetos, o grupo participa pelo regime de autoprodução; em 6 em regime de produção independente; em 5 como compartilhada (autoprodução e produção independente); e em um como compartilhada, porém serviço público e produção independente. Destaca-se a atuação da empresa em regime de autoprodução pelo caráter eletrointensivo das atividades desenvolvidas por esse setor industrial.

No que se refere ao PAC, o grupo Votorantim participa de dois empreendimentos em operação relacionados ao programa federal, que respondem por 284 MW, sendo pouco expressiva sua presença no PAC, considerados os empreendimentos *em operação*. O grupo Votorantim S.A., de capital nacional, ocupa a 22ª posição no ranking do Valor Econômico (2014) e diversificou suas atividades para os setores de agroindústria, energia elétrica, finanças, materiais de construção e decoração, metalurgia e siderurgia, papel e celulose, química e petroquímica e tecnologia da informação.

Em seguida, destaca-se o grupo Vale S.A., que participa de 10 empreendimentos analisados, responsáveis por 3.604 MW de capacidade instalada, 4% da capacidade instalada total ou 42% da capacidade instalada com a presença de empresas de mineração e siderurgia. Foram considerados também os empreendimentos da empresa Samarco, de propriedade da Vale S.A. e da BHP Billiton. Como já mencionado, a empresa é sócia da Cemig na empresa Aliança Energia, desde 2014.

A Vale, grupo de capital nacional, encontra-se na 5ª posição no ranking dos maiores grupos (VALOR ECONÔMICO, 2014). A empresa atua nos ramos de energia elétrica, metalurgia, mineração, siderurgia e transportes e logística. Considerando a atuação de empresas de siderurgia e mineração no âmbito do PAC, a Vale é a empresa que participa do empreendimento em operação de maior capacidade instalada pelo Programa Federal, a UHE Estreito, de 1.087 MW.

Quanto ao regime de exploração, quatro empreendimentos se referem ao regime compartilhado (autoprodutor e produtor independente); dois ao de autoprodutor; e quatro em regime de produção independente, o que indica que faz parte de sua estratégia de atuação setorial o abastecimento de suas plantas industriais.

O grupo Alcoa, de capital estadunidense, atua no setor elétrico, através de quatro empreendimentos que somam 3.129,58 MW de capacidade instalada, 3,5% do total da capacidade instalada ou 36,5%, se considerada a capacidade instalada pelos empreendimentos que contam com empresas relacionadas às atividades de mineração e siderurgia. No que se refere ao PAC, a empresa atua em dois empreendimentos em operação oriundos do programa, que somam 1.299,58 MW, a

UHE Serra do Facão e a UHE Estreito, o que corresponde a 8,7% da capacidade instalada pelo programa.

No que se refere ao regime de exploração, três empreendimentos atuam em regime de produção independente e um em regime compartilhado entre autoprodução e produção independente. A empresa ocupa a 147ª posição no ranking de grandes grupos do Valor Econômico (2014) e se destaca pelas atividades de energia elétrica, mineração e metalurgia.

A Companhia Siderúrgica Nacional, cujos controladores são o grupo Vicunha Siderurgia e Rio Iaco Participações, S.A.[112], está presente em dois empreendimentos, que respondem por 1.660 MW de capacidade instalada, ou 1,8% da capacidade instalada total analisada (19,4% da capacidade instalada pelos empreendimentos que contam com a participação de empresas de mineração e siderurgia). No que se refere ao regime de produção, em um empreendimento trata-se de produção independente na UHE Itá; e em compartilhada (produção independente e auto-produção) na UHE Igarapava. A empresa não está presente em empreendimentos contemplados pelo PAC.

Sobre as demais empresas presentes, as mesmas atuam em parceria com outras empresas do mesmo ramo, como é o caso da Arcelor Mittal, multinacional do aço, da Companhia de Cimentos Itambé e da Intercement, do grupo Camargo Corrêa[113]. Apenas as empresas Gerdau e a Mineração Santa Elina é que atuam em UHEs sem a presença de outra empresa do ramo, estando a Gerdau presente em dois empreendimentos do PAC, que somam 155 MW.

Quanto aos empreendimentos do PAC, tomados como capazes de compreender a expansão setorial de energia elétrica recente, destaca-se a presença de empresas do ramo de siderurgia e mineração em 6 empreendimentos, que respondem por 1.739,47 MW ou 11,7% da capacidade instalada adicionada pelo programa governamental, em todas como produtor independente de energia, nas regiões Norte e Centro-Oeste. Em dois desses projetos há a participação de empresas deste setor em associação com empresas estatais/economia mista.

---

[112] Conforme o sítio eletrônico da empresa, disponível em http://www.csn.com.br/irj/go/km/docs/csn_multimidia/csn/html/rel2011/governanca-corporativa.html

[113] Não considerado na seção que analisa o grupo.

Destaca-se que a autoprodução marca o regime de produção dos empreendimentos nos quais se identifica a participação desse ramo industrial, quando se observa as usinas em operação, ainda que o regime de produção independente tenha ganhado relevância no período de expansão setorial recente.

Sobre as relações entre energia elétrica e mineração/siderurgia, ao se considerar a participação do Brasil na indústria de alumínio, permite-se averiguar a dependência do setor de mineração em relação à expansão energética, especificamente as hidrelétricas, em termos de competitividade e viabilidade dos investimentos.

Conforme Cardoso *et al*. (2011), a organização da cadeira produtiva de alumínio no Brasil tem duas características importantes: i) elevada concentração da produção no início da cadeia produtiva (terceiro maior produtor de bauxita, quarto produtor de alumina, em 2009) e a paulatina redução dessa concentração à medida que se caminha para etapas a jusante (menor participação na produção do alumínio, sendo o sexto produtor de alumínio, em 2009); ii) a presença de *joint ventures* e vínculos de propriedade cruzada entre as empresas produtoras da cadeia, ou seja, as empresas atuantes no país tem participação em diferentes níveis da cadeia produtiva.

Outra característica dessa indústria no Brasil é sua dependência em relação à energia hidrelétrica. A produção de alumínio consome 6% da energia elétrica gerada no setor, sendo este o insumo decisivo para a competição setorial ao representar 29% do custo de produção em média no mundo e 35% do custo de produção no Brasil, maior que a média mundial. Considerando as fontes energéticas que suprem a indústria de alumínio, o Brasil e o Canadá são os únicos que utilizam fontes exclusivamente hidráulicas.

Dos produtores de alumínio que se abastecem de energia autogerada, mundialmente, 55% deles utilizam recursos hídricos. Vale destacar que a figura do autoprodutor de energia elétrica é recepcionada pelos marcos regulatórios das reformas setoriais das décadas de 1990 e 2000, o que sugere benefícios aos setores eletrointensivos[114].

[114] Em entrevista com Pedro Landim, gerente de estudos da Mineração, do Departamento de Insumos Básicos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o funcionário do banco esclareceu que em termos de setores eletrointensivos, na siderurgia (metalurgia do ferro), o aço tipo “mini-mill” (advindo da sucata mais ferro gusa) é eletrointensivo, pois dependente de energia elétrica ao não passar pelo processo de coqueificação (superavitário em energia proveniente de carvão mineral). O custo de energia representa 10% do

No Brasil, a busca por suprir as necessidades energéticas fez com que a indústria de alumínio participasse da construção de hidrelétricas, de modo que no país 31% da energia utilizada para a produção de alumínio vem da autogeração. Esse esforço, entretanto, não tem sido suficiente: o preço da energia elétrica contribuiu para a paralisação ou desativação de várias plantas produtivas no período da crise mundial (CARDOSO, *et al*., 2011).

Com relação aos grupos econômicos atuantes no setor, destacam-se no Brasil a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do grupo Votorantim; e a Vale. A CBA é a maior produtora de alumínio e opera no município de Alumínio (SP). A empresa também se destaca por ser autossuficiente em alumina, assim como por ter a maior planta do mundo operando de forma totalmente verticalizada, realizando desde o processamento da bauxita até a fabricação de produtos transformados.

Da energia que a CBA consome, 60% é autogerada e proveniente de usinas hidrelétricas. A média no mundo é de 18%, o que faz com que o abastecimento energético seja diferencial dessa empresa, já que a energia é um dos principais e mais caros insumos para a fabricação de alumínio (CARDOSO *et al*., 2011).

Com relação a Vale, ex-estatal (antiga Companhia Vale do Rio Doce – CVRD), a empresa é sócia com 40% na maior produtora de bauxita do país, a MRN (68% da produção, em 2012), sendo a própria Vale a segunda maior produtora do minério (12% da produção, em 2012). Na produção da Alumina, é sócia majoritária da líder nacional na produção (57,03%), a Alunorte, que respondeu por 68,4% da produção nacional, em 2010. Com relação ao alumínio, a Vale/Albras é a segunda maior produtora, e opera em Barcarena (PA). No entanto, em 2009 passou 51% do controle da Albras para a Hydro, concentrando-se mais na exploração da bauxita e da alumina.

A partir dessas considerações, tem-se que aqueles países que ofertam energia barata (o segundo custo na cadeia produtiva), insumos (bauxita e alumina) e apresentam baixos custos de investimentos, são mais atrativos aos investimentos dos

---

custo total na produção do aço *mini-mill*, o que o coloca como eletrointensivo, mas em menor grau que outros minérios. O grupo Gerdau se utiliza do método *mini-mill* para a produção de aço no Brasil (ANDRADE, CUNHA E GANDRA, 2000). Já a indústria de alumínio, assim como níquel, cobre e zinco, commodities minerais, tem como principal característica seu processo eletrointensivo. A indústria de alumínio chega a ter 40% de seus custos em energia elétrica, sendo deficitário em energia elétrica. A entrevista foi concedida em 22/11/2013, ao grupo de pesquisa “BNDES, financiamento público e capital privado: dimensões político-institucionais, socioeconômicas e territoriais”, coordenado pelo Professor Carlos Vainer.

grandes *players* setoriais[115]. O fato de o Brasil participar da cadeia global de valor da atividade de mineração e siderurgia justifica a necessidade de o planejamento setorial contemplar o atendimento a esta demanda e a busca pela redução de seu custo com o intuito de tornar o país competitivo.

### v) Fundos de Pensão

Os fundos de pensão estão presentes no setor elétrico tanto na composição acionária de empresas de energia elétrica, como nas SPEs. No total, estão presentes em 21 empreendimentos em operação no país, responsáveis por 6.785,6MW ou 7,6% da capacidade instalada, conforme **Tabela 6.11.**

**Tabela 6. 11 - Participação dos fundos de pensão em empreendimentos hidrelétricos (2015)**

| Fundos de Pensão | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Previ/Fundação Cesp/Sistel/Sabesprev | 10 | 5,4 | 3.350,96 | 3,8 |
| Previ | 6 | 3,2 | 2.789,91 | 3,1 |
| Funcef/Previ/Fundação Cesp/Sistel/Sabesprev | 3 | 1,6 | 360,71 | 0,4 |
| Fundação dos Economiários Federais - FUNCEF | 2 | 1,1 | 199,00 | 0,2 |
| Real Grandeza/BNDES/Acesita/Geiprev/Investprev | 1 | 0,5 | 210,00 | 0,2 |
| Total fundos de pensão | 22 | 11,9 | 6.910,58 | 7,7 |
| Total geral | 185 | 100,0 | 8.9256,04 | 100,0 |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

Desses empreendimentos, 8 deles foram incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e respondem por 3.476,96 MW, o que corresponde a 23,4% da capacidade instalada pelos empreendimentos em operação oriundos do PAC. São eles: quais seja UHE Teles Pires (Norte e Centro-Oeste), UHE Dardanelos (Centro-Oeste), UHE Baguari (Sudeste), UHE Monjolinho (Sul), UHE Foz do Chapecó (Sul), UHE Corumbá III (Centro-Oeste), UHE 14 de Julho (Sul) e UHE Castro Alves (Sul). Exceto na UHE Monjolinho, em todos os demais projetos as empresas estão associadas às empresas estatais e de economia mista.

Destaca-se o fundo de pensão Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI), presentes em projetos que respondem por 7,3% da

[115] Os principais grupos são UCSRUSAL, Rio Tinto Alcan, Alcoa, Chalco, Hydro, BHP Billiton e CBA-Votorantim.

capacidade instalada por UHEs em operação ou 94% se considerados apenas os empreendimentos em que participam os fundos de pensão. Essa participação considerada a parte do Previ na CPFL, juntamente com outros fundos de pensão, de maneira que o fundo de pensão do Banco do Brasil se configure no principal fundo de pensão no setor elétrico. O Previ está presente na estrutura societária da empresa de energia Neoenergia, em que detém 49,01% do capital total da empresa, em parceria com a espanhola Iberdrola (39%) e com o Banco do Brasil Investimentos (11,99%).

Através da Neoenergia, o fundo de pensão participa de 6 empreendimentos hidrelétricos que respondem por 2.789,9 MW. Ainda, o fundo participa da empresa de energia CPFL Energia S.A. em sociedade com outros fundos de pensão e o grupo Camargo Corrêa. Na CPFL Energia, o PREVI detém 29,4% do capital total da empresa. Todas as UHEs em operação inseridas no PAC, em que se identificam fundos de pensão, contam com o PREVI seja pela empresa CPFL, seja pela Neoenergia. No total, o PREVI está presente em 19 empreendimentos que respondem por 6.501,6 MW, ou 95,8% da capacidade instalada oriunda de projetos em que se identificam os fundos de pensão.

Já o Fundo de Pensão Fundo dos Economiários Federais, Funcef, da Caixa Econômica Federal, está presente em 5 empreendimentos, que respondem por 0,6% da capacidade total instalada. Sua atuação ocorre ao deter em sociedade com a Statkraf a empresa Desenvix, que passa a ser Statfraft Energias Renováveis, S.A.

Conforme Jardim (2013), os fundos de pensão foram regulamentados em 1977, e se referem às aposentadorias privadas complementares que, no entanto, são planos destinados a um público específico, quais sejam, empregados de empresas, grupos de empresas ou associados de uma entidade de classe ou de representação, sem fins lucrativos.

A autora afirma que, a partir do governo Lula (2003-2006 e 2007-2010), os fundos de pensão foram colocados à serviço dos investimentos produtivos, de modo a serem direcionados para as obras de infraestrutura, se configurando em uma fonte de recursos importantes para viabilizar atividades geradoras de renda e emprego. Essa seria a razão pela qual o governo articulou os fundos aos projetos de infraestrutura, sob o discurso de “domesticar o capital” a serviço do desenvolvimento.

Os dados não apenas confirmam que o setor elétrico converge com a afirmação de Jardim (2013), como sugere que a atuação das empresas que contam com o

PREVI em suas estruturas societárias foram articuladas aos investimentos de expansão do setor elétrico, como pode ser verificado com o PAC.

### vi) Atividades de Serviços Financeiros

A **Tabela 6.12** mostra a atuação de empresas relacionadas às atividades de serviços financeiros, levando em conta a classificação CONCLA/IBGE 2.0[116]. A presença das empresas relacionadas a estas atividades ocorre em 28 empreendimentos, ou 15,1% do total analisado. Tais projetos respondem por 11.025,74 MW de capacidade instalada, o que corresponde a 12,4% da capacidade total analisada.

**Tabela 6. 12 - Participação de empresas de atividades de serviços financeiros nas UHE em operação (2015)**

| Atividades de Serviços Financeiros | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| BNDES PAR | 9 | 4,9 | 2.644,3 | 3,0 |
| BB Banco de Investimentos | 6 | 3,2 | 2.789,9 | 3,1 |
| Brookfield Renewable Energy Partners L.P. | 4 | 2,2 | 338,4 | 0,4 |
| Triunfo Participações e Investimentos | 3 | 1,6 | 1.115,4 | 1,2 |
| Alupar Investimento S.A./FI-FGTS | 2 | 1,1 | 119,4 | 0,1 |
| Paineira Participações | 2 | 1,1 | 240,3 | 0,3 |
| Bull Finance Ativos Imobiliários Ltda | 1 | 0,5 | 210,0 | 0,2 |
| SAAG Investimentos (Andrade Gutierrez) e Caixa FIP Amazônia Energia (Odebrecht Energia S.A. e FI-FGTS) | 1 | 0,5 | 3.568,0 | 4,0 |
| **Total Atividades Serviços Financeiros** | **28** | **15,1** | **11.025,7** | **12,4** |
| **Total UHE** | **185** | **100,0** | **89.256,0** | **100,0** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

A partir da análise, ressalta-se a origem dos grupos controladores das atividades de serviços financeiros, com destaque para a construção civil, mineração e siderurgia, além da participação do Estado. Este último atua através do banco público Banco do Brasil, que investe no setor através do BB Banco de Investimento S.A.; do BNDES, através da participação do BNDESPAR na formação de empresas concessionárias no setor elétrico e, finalmente, a participação do Fundo de Investimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FI-FGTS)[117].

[116] Conforme CNAE 2.0, as atividades de serviços financeiros se referem às atividades com a finalidade de criar, coletar, intermediar e redistribuir recursos financeiros próprios ou de terceiros sob sua responsabilidade.
[117] A participação do FI-FGTS ainda seria maior se considerada a sua participação na construtora J.Manucelli, mas optou-se pelo critério de identificar os agentes que fazem parte de empresas de energia elétrica.

O BB-Banco de Investimento S.A. é controlado pelo banco público Banco do Brasil e especializada em mercado de capitais doméstico. Sua participação no setor elétrico se realiza através do controle da empresa Neoenergia, juntamente com o fundo de pensão, PREVI. Já a empresa SAAG Investimentos S.A. tem como sócia o Grupo Andrade Gutierrez e um fundo de investimentos em participações da Cemig Geração e Transmissão S.A. (que tem como maior sócio privado o Grupo Andrade Gutierrez). Tal participação corresponde ao empreendimento UHE Santo Antônio e ocorre com o Caixa Fundo de Investimento em Participação Amazônia Energia, controlado pelo Fundo de Investimento do FGTS em sociedade com a Odebrecht Energia, criado especialmente para investir neste empreendimento.

Com relação ao FI-FGTS, trata-se do Fundo de Investimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço, criado em 1966 com o objetivo de proporcionar a valorização das cotas através da aplicação de seus recursos na construção, reforma, ampliação ou implementação de empreendimentos de infraestrutura como rodovias, portos, hidrovias, ferrovias, energia e saneamento. Além de estar presente na UHE Santo Antônio, o FI-FGTS está presente na UHE São José, com 51 MW, na região sul; e na UHE Foz do Rio Claro, com 68,4 MW, na região Centro-Oeste, ambas em sociedade com a Alupar Investimentos S.A., empresa especializada no controle de companhias relacionadas à geração e transmissão de energia.

A participação do BNDES Participações S.A. (BNDESPAR) também é destaque nesta análise. O BNDESPAR é controlado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e ainda que participe da estrutura societária de várias empresas que atuam no setor elétrico, incluindo as do grupo Eletrobrás, Vale S.A. e relacionadas às atividades de serviços financeiros[118], aqui foi considerada sua participação na formação de empresa privada de energia elétrica, qual seja, a AES Tietê em associação com a AES Corporation, em que detém 14,6% das ações ordinárias da empresa[119].

A Brookfield Renewable Energy é subsidiária da *holding* canadense Brookfield Asset Management Inc. e sua atuação no Brasil remonta à *Light and Power Company*, no final do século XIX. O grupo Brookfield Asset Managements Inc. atua nos ramos

[118] O BNDES Par participa ainda da empresa Triunfo Participações S.A., com 14,8% do capital total da empresa.
[119] De acordo com o sítio eletrônico da empresa disponível em http://ri.aestiete.com.br/show.aspx?idCanal=lzMUwxb795xXp66wjfHISg==

de construção e engenharia, empreendimentos imobiliários e financeiros, ocupando a 79º posição no ranking da revista Grandes Grupos (VALOR, 2014).

Já a empresa Triunfo detém três empreendimentos, sendo dois deles contemplados pelo PAC e um referente à concessão da UHE Três Irmãos, antes pertencente à CESP, que em 2014 foi outorgada para a Tijoá Energia, SPE formada pela Triunfo (50,1%) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (49,9%).

No que se refere à participação das empresas de atividades de serviços financeiros no PAC, tais empresas participam em nove projetos. A BB Investimentos, através da Neoenergia está presente em quatro deles: UHE Teles Pires, Dardanelos, Baguari e Corumbá III; a Triunfo Participações está presente em dois, UHE Garibaldi e UHE Salto; a Alupar e FI-FGTS, são responsáveis pela UHE São José; a Brookfield responde pela UHE Barra do Braúna; e ainda a SAAG juntamente com a Caixa FIP, que envolve o grupo Andrade Gutierrez, o grupo Odebrecht e o FI-FGTS, participam da UHE Santo Antônio, sendo este considerado estruturante pelo planejamento setorial.

Em termos de capacidade instalada, as atividades de serviço financeiro estão presentes em empreendimentos do PAC que respondem por 6.283,15 MW, o que corresponde a 42% da capacidade instalada pelo programa. Os principais são: o Previ e o FI-FGTS, ambos relacionados ao governo federal. Além disso, dos empreendimentos em que se identificam as atividades de serviço financeiro no PAC, em cinco empreendimentos há a associação entre essas atividades e as empresas estatais e de economia mista, com destaque para as empresas do grupo Eletrobrás, que respondem por 5.885,25 MW ou 39% da capacidade instalada adicionada pelo programa do governo federal.

O que se verifica é que predominam nessa categoria as instituições de atividades de serviços financeiros relacionadas às estatais e o FGTS, que tiveram suas estratégias de atuação relacionadas ao setor elétrico para levarem a cabo a expansão setorial. Ainda, articularam-se com empresas de participação controladas pelos grupos relacionados à construção civil, para viabilizarem os empreendimentos.

A análise das hidrelétricas em operação revela o peso das empresas estatais e de economia mista na composição societária das UHEs, tanto nas concessões anteriores, como nos empreendimentos componentes no novo ciclo de expansão setorial, com destaque para o proporcionado pelo Programa de Aceleração do

Crescimento (PAC). Além de atuar por meio de suas estatais, o Estado ainda articulou os fundos de pensão de empresas públicas para fazerem parte do novo ciclo expansionista, seja como sócios de empresas de energia, como a Neoenergia, seja como sócia em SPEs.

Quanto aos setores da economia que diversificaram suas atividades para a área de geração de energia elétrica, destacam-se as empresas de construção, as mineradoras e siderúrgicas[120]. As empresas da construção civil articulam-se historicamente com o setor elétrico, uma vez que se consolidaram enquanto grupos econômicos em torno das demandas por obras públicas, o que as levou a se tornarem frações dominantes do capitalismo nacional. Já os grupos relacionados à mineração e siderurgia tem se vinculado ao setor elétrico pelo caráter eletrointensivo de suas atividades.

As multinacionais do setor elétrico tiveram no processo de privatização da década de 1990 a oportunidade para a atuação no mercado de energia elétrica brasileira. Naquele período, a estratégia das empresas baseou-se na aquisição de distribuidoras estaduais, sem que houvesse por parte dos novos investidores uma estratégia robusta de expansão da oferta de energia elétrica. Após 2004, no entanto, as multinacionais destacam-se nos investimentos recentes do setor elétrico brasileiro. A seguir, a análise contemplará as usinas hidrelétricas em construção.

## 6.2 Usinas Hidrelétricas em construção

A análise a seguir se refere às usinas hidrelétricas em construção conforme o Banco de Informação de Geração, elaborado pela ANEEL[121]. O propósito é realizar a mesma análise para compreender a configuração e as relações estabelecidas entre os agentes setoriais para as hidrelétricas que estão em construção no país. Até a data de 18 de fevereiro de 2016, o banco registrava 10 usinas hidrelétricas em construção,

[120] Há ainda em menor grau, participação de empresas relacionadas aos ramos têxtil e agropecuária. Estão presentes as empresas Cinco Estrelas Agropecuária e Participações, em sociedade com a Queiroz Galvão na UHE Jauru, que responde por 121,5 MW em regime compartilhado (produtor independente e autoprodutor), na região Centro-Oeste; a ESP Agropecuária na UHE Lobo, em sociedade com Mineração Santa Elina (1,59MW), sob regime de serviço público; e a Companhia de Tecidos Norte de Minas (Coteminas) em regime de produção compartilhada (autoprodução e produção independente), em UHE Porto Estrela, com 112 MW, em sociedade com a Aliança Energia (Cemig e Vale S.A.), na região Sudeste.

[121] Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=2

que totalizavam 13.456,24 MW de capacidade a ser instalada. A análise considerou a totalidade das usinas hidrelétricas em construção.

No que se refere à distribuição territorial das usinas hidrelétricas em construção, a região Norte novamente está posicionada como a que abriga as hidrelétricas de maior capacidade instalada - 90,3% do total de capacidade instalada pelas UHEs em construção e-, com destaque para a UHE Belo Monte, com 11.233,10MW. As usinas, exceto uma delas, operam em regime de produção independente.

**Tabela 6. 13 - Participação das UHE em construção por região (2015)**

| UHE por Região | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Centro-Oeste | 4 | 40 | 775 | 5,8 |
| Norte | 3 | 30 | 12.152,1 | 90,3 |
| Sul | 3 | 30 | 529,14 | 3,9 |
| **Total geral** | **10** | **100** | **13.456,24** | **100,00** |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” BIG.

Das hidrelétricas analisadas, apenas duas delas não fazem parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). No que se refere à cadeia societária, como se verá a seguir, mantém-se a mesma configuração verificada nos empreendimentos já em operação e implementados a partir de 2007 (ano de lançamento do PAC), o que será analisado a seguir, ainda que com menor peso das construtoras e maior participação das estatais em Sociedade de Propósito Específico com outras empresas.

### i) Estatais e empresas de economia mista

Assim como na análise relacionada às usinas hidrelétricas em operação, nas usinas hidrelétricas em construção se evidencia a expressiva participação das estatais e empresas de economia mista na constituição das sociedades de propósito específico. Essas empresas estão presentes na metade dos empreendimentos em construção, que respondem por 96,5% da capacidade instalada total por esses empreendimentos, conforme a **Tabela 6.14.**

**Tabela 6. 14 - UHEs em construção: participação de Empresas Estatais e de Economia Mista (2015)**

| Estatais e Economia Mista -UHE em Construção | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Copel | 2 | 20 | 650,2 | 4,8 |
| CHESF/ELETRONORTE | 1 | 10 | 400 | 3,0 |
| Eletrobras/CHESF/ELETRONORTE/CEMIG | 1 | 10 | 11.233,1 | 83,5 |
| Furnas Centrais Elétricas S/A. | 1 | 10 | 700 | 5,2 |
| Total Estatais | 5 | 50 | 12.983,3 | 96,5 |
| **Total UHE em construção** | **10** | **100** | **13.456,24** | **100,0** |

Fonte: Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

A UHE Belo Monte merece destaque, pois a mesma possui em sua estrutura societária três empresas controladas pela Administração Pública Federal: a Eletrobrás, a Chesf e Eletronorte. A Cemig está presente através de sua controlada Aliança Energia. Ainda que juntas Eletrobrás, Eletronorte e Chesf tenham 49,98% do projeto, ou seja, a maior parcela do capital, a legislação da SPE impede que as mesmas sejam titulares de mais de 50% do capital votante da empresa criada, garantindo o caráter privado da sociedade e, por conseguinte, o controle decisório pelas empresas privadas. Caso alcançassem 50% ou mais, a empresa se tornaria de economia mista.

Por esse aspecto, verifica-se na formação das SPEs que o caráter privado é forjado pelo impedimento legal de controle por parte das empresas estatais, ainda que as estatais sejam fundamentais para garantir a viabilidade dos empreendimentos. Estabelecer um ambiente privado, ainda que com peso da participação estatal, exemplifica uma forma criativa de afirmar princípios neoliberais adaptada às institucionalidades vigentes e transformaram a forma de ação estatal, em prol dos grupos privados. Em outros termos: entrega-se o setor elétrico ao controle de empresas privadas, como consta do manual neoliberal, mas estas empresas somente se viabilizam graças ao forte aporte de capital estatal, como consta da tradição e da cultura empresarial brasileiras.

Sobre a UHE Belo Monte, cabem ainda algumas considerações que corroboram estas considerações. O consórcio vencedor do leilão de Belo Monte, ocorrido em 2010, tinha uma configuração distinta da que atualmente tem a SPE Norte Energia, concessionária do projeto. De acordo com a ANEEL (2010), o consórcio Norte Energia, quando da ocorrência do leilão, era composto por Chesf (49,98%), Construtora Queiroz Galvão (10,02%), J. Malucelli Construtora de Obras S/A (9,98%);

Gaia Energia e Participações (10,02%), Galvão Engenharia S/A, (3,75%); Mendes Junior Trading Engenharia S/A (3,75%); Serveng-Civilsan S/A (3,75%); Contern Construções e Comércio Ltda (3,75%); Cetenco Engenharia S/A, com (5%). Esta configuração de consórcio, com o predomínio de empresas de construção civil em sociedade com uma empresa do grupo Eletrobrás, se assemelha ao que vigorou na análise dos empreendimentos em operação, resultantes do período pós-2004.

O consórcio Norte Energia concorreu com o Consórcio Belo Monte Energia, que contava com as seguintes empresas: Andrade Gutierrez Participações S/A, com 12,75%; Vale S/A, com 12,75%; Neoenergia S/A, com 12,75%; Companhia Brasileira de Alumínio, com 12,75%; Furnas Centrais Elétricas S/A, com 24,5%; e Eletrosul Centrais Elétricas S/A, com 24,5%. Este também se assemelha à configuração do que vigorou nas hidrelétricas em operação, participando grupos da mineração e siderurgia, construção civil e duas estatais.

O que ocorreu após o certame foi uma “dança das cadeiras” que conduziu à composição acionária atual. A Vale, que integrava o consórcio perdedor, atua agora através da empresa Aliança Energia, que controla juntamente com a Cemig. A Andrade Gutierrez, também perdedora da disputa, se faz presente pela posição que ocupa junto à Cemig, que está ainda no consórcio, por meio da Belo Monte Participações, controlada por Cemig e Light. A Neoenergia, que também participava do consórcio vencido, passou a atuar na atual configuração da Norte Energia por meio da Belo Monte Participações; e a Cemig participa ainda através da Amazônia Energia. Já a Eletrobrás e Eletronorte somam-se à Chesf, ampliando a participação da *holding* estatal.

A SPE responsável pela Norte Energia, hoje é composto por: Eletronorte (19,98%), Eletrobrás (15%), Chesf (15%), Fundação Petrobrás de Seguridade Social (Petrus, 10%); Fundação do Economiciários Federais (10%); Belo Monte Participações (10%), controlada pela Neoenergia; Amazônia Energia (9,77%), controlada pela Cemig e Light; e as autoprodutoras Aliança Norte Energia (9%), controlada pela Vale e Cemig; a Siderurgia Norte do Brasil (1%); e a J. Malucelli (0,25%)[122], de modo a acomodar todos interessados na construção do empreendimento.

[122] Conforme sítio eletrônico do consórcio Norte Energia.

A reestruturação do consórcio vencedor, a partir de arranjos societários diversos, incluiu os fundos de pensão, outras empresas do grupo Eletrobrás além da Chesf e a empresa de economia mista Cemig. Ainda, empresas que antes haviam sido perdedoras no certame, passaram a fazer parte no novo consórcio, como a Neoenergia, a Vale e mesmo a Andrade Gutierrez pela participação que detém na Cemig. Os perdedores ganharam, e os vencedores também, tudo sob a égide de várias empresas do grupo Eletrobrás e grupos estatais e fundos de pensão.

A presença da Eletrobrás e suas subsidiárias nos consórcios que disputaram Belo Monte explicita a atuação do Estado com o intuito de consolidar os interesses que permeiam as decisões do setor elétrico brasileiro, tanto no que se refere à necessidade energética, que responde a um determinado padrão de acumulação, quanto das frações de capital que encontram nas atividades relacionadas aos investimentos setoriais espaços de acumulação de capital.

No caso de Belo Monte, as empresas que haviam estudado o projeto há dez anos, Camargo Corrêa e Odebrecht, desistiram de participar da disputa afirmando que as condições do governo eram economicamente inviáveis. Como resposta à possibilidade de que o leilão de Belo Monte só contasse com um Consórcio, o que colocaria em questão a ideia de competitividade no qual o marco regulatório de 2004 teoricamente se sustenta, a Eletrobrás teria interferido para garantir que houvesse concorrência, constituindo o consórcio vencedor poucas semanas antes do leilão (SILVA, 2015). Em reportagem do jornal de circulação nacional Estadão, de 25/04/2010, analisada por Silva (2015), a situação foi assim tratada:

> a estatal organizou e foi a grande vencedora da disputa, embora o evento tenha sido vendido como um processo privado. Ela definiu as regras da disputa, impôs a taxa de lucro do empreendimento e montou seu próprio *time* para disputar a concessão. As negociações foram comandadas pelo Presidente da Eletrobrás, José Antônio Muniz, que se afastou do cotidiano da empresa (Estadão, 25/04/2010, *apud* Silva, 2015).

Conforme Silva (2015), a partir de pesquisa jornalística, Adhemar Palocci, Diretor de Planejamento e Engenharia da Eletronorte e Valter Cardeal, então Diretor de Engenharia e Planejamento da Eletrobrás estruturaram o consórcio vencedor e participaram pessoalmente, enquanto representantes da Eletronorte e Eletrobrás do processo de audiências públicas do projeto. Já as negociações para a formação do

Consórcio foram comandadas por José Antônio Muniz Lopes, então Presidente da Eletrobrás.

Com relação a Muniz Lopes, sua participação foi fundamental para a estruturação do projeto tal como foi a leilão. Em depoimento à Memória da Eletricidade (2011), Muniz Lopes explica sua atuação no Consórcio Brasil entre 2003 e 2008. O engenheiro afirma que o consórcio foi formado por empresas que estavam interessadas em Belo Monte, com destaque para a CNEC, da Camargo Corrêa. No âmbito do Consórcio Brasil, o engenheiro deu continuidade ainda aos estudos do Complexo Tapajós. Em depoimento, Muniz Lopes afirma:

> Todas as empresas brasileiras, as grandes empresas brasileiras se reuniram e, quando eu saí da Eletronorte, entenderam que era importante que alguém ficasse lutando por Belo Monte, e eu era a pessoa que, efetivamente, defendia Belo Monte desde seu início, ainda, da sua concepção. E eu fiquei então sediado no Cnec, porque lá que tinham as informações que eu precisava, mas como consultor de todas as grandes empresas brasileiras, no chamado Consórcio Brasil, que depois se transformou na Xingu Ambiental. A Xingu Ambiental que concluiu os estudos que possibilitaram que Belo Monte fosse a leilão (MUNIZ LOPES, em depoimento para a MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2011, p. 2).

Uma vez que Muniz Lopes havia sido dirigente da Eletronorte e da Chesf, detinha conhecimento do projeto, de modo a coordenar os estudos para a sua alteração, permitindo que mesmo sob enfrentamentos sociais e ambientais, o projeto fosse a leilão. Em 2008, Muniz assumiu a Presidência da Eletrobrás e, posteriormente, ocupou a posição de Diretor de Transmissão da estatal.

O caso de Belo Monte evidencia o papel desempenhado por figuras centrais do aparelho de Estado, capazes de tornar possível, a partir das posições que ocupam, a implementação do projeto, que apesar de controverso, condiz com os interesses de longo prazo que estruturam o padrão de acumulação no Brasil: no caso exemplificado são explicitados os interesses dos grupos da construção civil, da mineração e a necessidade de suplemento de energia, que garanta a sustentabilidade do padrão de acumulação.

Ainda que nenhum consórcio vencedor tenha se mantido no formato original, no que se refere às participações quando do leilão, as empresas de ambos os consórcios foram reposicionadas em torno do empreendimento de Belo Monte. Nesse sentido, a decisão de construir Belo Monte permitiu reacomodar os interesses

particulares através de um sistema de partilha entre diferentes frações de capital dominantes.

O Estado, através de suas agências da Administração Diretas (Ministério de Minas e Energia, Ministério de Meio Ambiente, IBAMA), de agências da Administração Indireta (empresas estatais, bancos públicos) e de agências paraestatais, isto é, agências não públicas sob forte influência política do governo (fundos de pensão de empresas estatais), mas também através do Poder Judiciário (tribunais e juízes), conforma o processo, assegura sua viabilidade política, financeira, legal e ambiental e entrega ao controle de grupos privados uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo, confrontada a enormes controvérsias e resistências sociais.

### ii) Multinacionais

A análise sobre a presença das multinacionais na cadeia societária das hidrelétricas em construção revela que, diferentemente do que ocorreu com relação às empresas de engenharia, mineração e siderurgia, as empresas multinacionais se engajaram enquanto sócias e investidoras dos projetos em instalação, reforçando a tendência verificada nos empreendimentos em operação (**Tabela 6.15)**.

**Tabela 6. 15 - UHEs em construção: participação das empresas multinacionais (2015)**

| Especificação | Usinas Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| China Three Gorges International (Europe), S.A. | 2 | 20 | 919 | 6,8 |
| EDF | 1 | 10 | 400 | 3,0 |
| Enel Green Power Brasil Participações Ltda | 1 | 10 | 45 | 0,3 |
| Iberdrola | 2 | 20 | 11.583,3 | 86,1 |
| Total Multinacionais | 6 | 60 | 12.947,3 | 96,2 |
| Total UHE em construção | 10 | 100 | 13.456,2 | 100,0 |

Fonte: elaboração própria a partir do Banco de Informação de Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Tratam-se dos projetos classificados como “Usinas Hidrelétricas” por parte do BIG.

A presença da Iberdrola se realiza através da Neoenergia, na Sociedade de Propósito Específico, responsável pela implementação da UHE Belo Monte, através da Belo Monte Participações S.A.. Ainda que a mesma tenha participado da composição societária do consórcio vencido no leilão, foi incorporada na reestruturação do consórcio responsável pelo empreendimento. A empresa está presente também na cadeia societária responsável pela UHE Baixo Iguaçu, juntamente com a estatal Copel, na região Norte. As participações na cadeia societária das hidrelétricas fazem com que a empresa espanhola esteja presente em

empreendimentos que respondem por 86,1% da capacidade instalada total proveniente de empreendimentos em construção.

Em seguida, destaca-se a chinesa China Three Gorges, controladora da EDP Brasil, que atua na UHE Cachoeira Caldeirão e UHE São Manoel e está presente em sociedade com a estatal Furnas. Ambas as hidrelétricas estão sendo construídas na região Norte. A atuação dos chineses no setor elétrico brasileiro já tem sido questionada.

A China Three Gorges já está presente em usinas em operação a partir da aquisição do controle da EDP e em hidrelétricas em construção, conforme a análise, assim como já manifestou interesse em participar de projetos a serem leiloados futuramente, com destaque para a UHE São Luiz do Tapajós, que deve ir a leilão no segundo semestre de 2016. Sua atuação, porém, é permeada por denúncias de violações de direitos humanos e ambientais.

A expansão da empresa chinesa para o exterior segue o movimento de busca de espaços para acumulação, visto começar a encontrar limites para o crescimento no território chinês. Conforme reportagem do jornal Repórter Brasil, Charles Tag, Presidente da Câmara de Comércio e Indústria Brasil China, cuja função é auxiliar empresas chinesas interessadas em investir no Brasil, afirma que “com ou sem Lava Jato[123], a China investe aqui por várias razões: ocupar mercado, ter lucro, exportar sua capacidade excedente e assegurar recursos estratégicos, e por razões geopolíticas internacionais” (REPORTER BRASIL, 2016)[124].

A diretora da ONG International Rivers, Stephanie Jensen-Cormier, afirma que o interesse da China pelo setor elétrico brasileiro se justifica pelo fato de o país ter mais da metade das grandes hidrelétricas do mundo, mais do que Brasil, Canadá e Estados Unidos combinados. Por essa razão, suas grandes empresas estatais precisam se expandir para fora do país, visto que se tornaram competitivas e sofisticadas na construção de usinas hidrelétricas, obedecendo à lógica da abertura de novos espaços de acumulação.

---

[123] Investigação da Polícia Federal que envolve pagamento de propinas por parte das grandes construtoras envolvidas em contratos com a empresa de economia mista Petrobrás. Tem-se a expectativa de que a investigação leve a abertura do mercado de engenharia, hoje predominado por empresas nacionais, às construtoras multinacionais.

[124] Disponível em http://reporterbrasil.org.br/2016/02/quem-sao-os-chineses-de-olho-na-amazonia/

A atuação na Amazônia consolidaria os interesses chineses na busca pela redução do preço de energia articulada à exploração de minérios na região Norte. O Tapajós concentra reservas minerais, cada vez mais procuradas pelos chineses. Caso articulada à construção de eclusas, as usinas do Tapajós barateariam o escoamento da soja brasileira comprada pelos chineses, de modo a combinar interesses internos e externos do padrão de acumulação brasileiro. Pelos aspectos mencionados, em torno das hidrelétricas são consolidados os interesses de frações de capital estruturantes do processo de acumulação no país, aspectos vislumbrados pela multinacional, para os quais desempenhou papel fundamental o Estado brasileiro.

A presença da Three Gorges no Brasil, iniciada em 2011 pela aquisição do controle do grupo português EDP, foi intensificada em 2014 durante visita do Presidente chinês Xi Jinping ao Brasil, ocasião na qual a empresa chinesa assinou acordos de cooperação técnica com Eletrobrás e Furnas (REPÓRTER BRASIL, 2016). Após o acordo, Furnas declarou que o mesmo prevê o desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos no Brasil e cooperação técnica, incluindo troca de tecnologias. O acordo também prevê a possibilidade de participação de Furnas em novos projetos de fontes alternativas de energia, sobretudo eólicas no Brasil e na China. Outro desdobramento do acordo foi a aquisição de empresas que pertenciam à Triunfo Participações, o que resultou na associação da Three Gorges com Furnas na UHE Três Irmãos.

A polêmica que envolve a atuação da chinesa estatal no Brasil refere-se a seu histórico de violação de direitos humanos em construção de hidrelétricas, como na usina de Três Gargantas, na China e na hidrelétrica de Murum, na Malásia, relatados respectivamente pelas organizações não-governamentais Human Rights Watch, em 1995, e International Rivers, em 2013 (REPÓRTER BRASIL, 2016).

Esse histórico torna problemática a atuação da empresa no Brasil, sobretudo, na região Amazônica, permeada por conflitos em decorrência da vulnerabilidade social e ambiental e das violações de direitos a que são submetidas suas populações em decorrência dos grandes projetos hidrelétricos, mas também minerários, fundiários e agrícolas. Além disso, de acordo com a reportagem, a atuação da China Three Gorges foi alvo de processos trabalhistas envolvendo trabalhadores imigrantes, quando da atuação na Malásia.

Pelo que foi colocado, a presença do grupo chinês recoloca várias questões que envolvem a instalação de grandes projetos hidrelétricos e que marcam o histórico do setor no Brasil, como decisões autoritárias sem consultas à população, remoções forçadas, intensificação de fluxos migratórios e violações de direitos que passam pelas questões trabalhistas, ambientais, econômicas e sociais de toda a ordem. Tudo dependerá, segundo Stephanie, da International Rivers, da capacidade regulatória do Estado Brasileiro (REPÓRTER BRASIL, 2016).

Outra multinacional identificada é a EDF, que participa de um empreendimento hidrelétrico, a UHE Sinop, na região Centro-Oeste, através de sua controlada Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A. O empreendimento é implementado em parceria com as empresas estatais federais Eletronorte e Chesf. A EDF é uma empresa cuja origem de capital é francesa e estatal. A empresa iniciou suas atividades no Brasil quando do processo de privatização da Light, em 1996, em consórcio com a AES, à época filial da Enron, que também adquiriria a Eletropaulo (VAINER, 2003). A aquisição da Light por parte da EDF foi permeada de controvérsias, com sensível perda na qualidade da prestação de serviços, encarecimento da tarifa, demissões, terceirizações, cumprimento insatisfatório da legislação ambiental, evidenciando o fracasso do processo de privatização para a melhoria do serviço público no setor elétrico. A EDF não mais participa do controle acionário da Light, controlada pela Cemig atualmente, no entanto, a empresa manteve sua atuação no país através do controle da termelétrica Norte Fluminense, por meio da qual a mesma investe na UHE Sinop.

Tem-se ainda entre as multinacionais, com participação reduzida, a italiana Enel, já presente em empreendimentos em operação no país, mas que, como será verificado no capítulo 7, ganha relevância com a instalação de parques eólicos.

Verifica-se que das seis hidrelétricas com participação de multinacionais na cadeia societária dos consórcios, em quatro delas a associação ocorre com empresas controladas pela administração pública: UHE Belo Monte (11.233 MW), UHE São Manoel (700MW), UHE Sinop (400MW) e UHE Baixo Iguaçu (350MW). Fica, pois, claro, o papel do Estado, seja como promotor do processo que viabiliza novos espaços de acumulação, seja por meio de novas regulamentações, privatizações, concessão de financiamentos, de modo a viabilizar econômica e politicamente a atuação dessas empresas, atuação do Estado que caracteriza o período neoliberal.

### iii) Empresas de Obras de Infraestrutura e serviços de engenharia e Mineração e Siderurgia

Na análise referente às usinas em construção, optou-se por tecer as considerações sobre os ramos relacionados a empresas de obras públicas e serviços de engenharia e mineração e siderurgia em um mesmo item, pois ambos tiveram expressão na análise referente às usinas em operação, mas perderam relevância na participação da cadeia societária das UHEs em construção, ao menos quando se analisam os consórcios vigentes nas usinas em construção.

A presença de empresas relacionadas às obras de infraestrutura e serviços de engenharia na cadeia societária das hidrelétricas em construção ocorre apenas na UHE Belo Monte, que em decorrência da participação societária da empresa Cemig, via Aliança Energia e via Amazônia Energia (Cemig e Light), tem a Andrade Gutierrez na cadeia societária. Outra empresa do consórcio Norte Energia é a J. Manucelli. Com relação à mineração e siderurgia, Belo Monte também abriga em seu consórcio das empresas Vale e Siderúrgica Norte do Brasil.

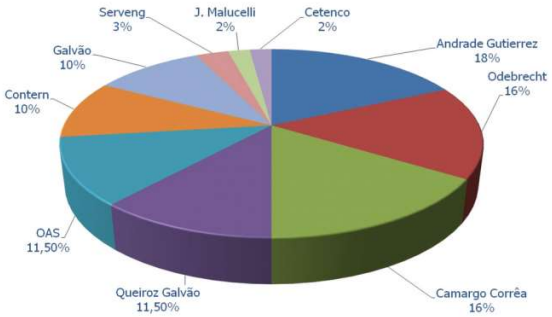
Como tratado anteriormente, ainda que estejam presentes em apenas um consórcio, trata-se do empreendimento de Belo Monte, relevante pelo histórico, capacidade instalada e recursos políticos, econômicos e institucionais mobilizados. Quando se verifica o consórcio construtor do empreendimento, identificam-se as principais empresas do ramo, o que é destacado pelo sítio eletrônico do empreendimento. O mesmo informa que estão presentes as dez maiores empresas do país, tendo a Andrade Gutierrez a maior participação no consórcio, conforme figura abaixo, o que evidencia que a estratégia da empresa de atuar na Cemig pode significar a sua participação nos consórcios construtores em que a empresa mineira se envolve.

A Camargo Corrêa e a Odebrecht, que se recusaram a participar do leilão alegando não atenderem às exigências financeiras dos projetos, não deixaram de ser contempladas na construção da usina, assim como as demais empresas que declinaram do consórcio vencedor do leilão e, portanto, da estrutura societária da SPE, passando a atuar na construção da usina (**Gráfico 6.4**)[125].

[125] Composição do consórcio Norte Energia, vencedor do leilão está disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3385&id_area=90

As empresas de siderurgia e mineração estão presentes na UHE Belo Monte, através da Vale S.A., com a empresa Aliança S.A., criada em 2014, em sociedade com a Cemig; e com a Siderúrgica do Norte do Brasil S.A.

**Gráfico 6. 4 - Constituição do Consórcio Construtor Belo Monte (CCBM)**




Fonte: Consórcio Norte Energia, 2016.

Cabe destacar que Belo Monte, quando concluída e em plena operação, será o quarto maior aproveitamento hidrelétrico do mundo em capacidade de geração de energia, sendo superada apenas por Três Gargantas (China), Itaipu (Brasil e Paraguai) e Xiluodu (China), o que torna relevante o arranjo societário do empreendimento para se compreender como ele é capaz de aglutinar os interesses desses grupos.

Ainda que no banco de dados da Aneel o regime de fornecimento de energia seja o de produtor independente, o Portal Brasil, do governo federal, anunciou em 2011 que 70% seria distribuída para 27 distribuidoras em 17 estados, 10% seria destinada às empresas produtoras e sócias do empreendimento e 20% seria para o mercado livre. Das empresas sócias, que têm como estratégia a participação em aproveitamentos hidrelétricos para o abastecimento de suas plantas, está a empresa Vale S.A. e a Siderúrgica Norte do Brasil, que atuam em atividades eletrointensivas. O sítio eletrônico do projeto também destaca o regime de autoprodução como forma de atuação dessas empresas[126].

Quanto ao PAC, o empreendimento é o maior contemplado pelo Programa, tendo recebido

> o maior empréstimo da história, para um único projeto, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O financiamento, com prazo de 30 anos, somará R$ 22,5 bilhões e autorização para emitir mais R$ 500

[126] Disponível em http://norteenergiasa.com.br/site/portugues/composicao-acionaria/

> milhões em debêntures de infraestrutura para a Norte Energia S.A., que investirá R$ 28,9 bilhões em Belo Monte (PORTAL BRASIL, 2011).

Como exposto anteriormente, a UHE Belo Monte foi permeada de conflitos sociais, ambientais e certames judiciais. O projeto de engenharia foi implantado e sofreu alterações desde a sua primeira formulação na década de 1970 para buscar sua legitimação enquanto um projeto ambientalmente viável, o que acarretou em estabelecer como modo de geração as turbinas a fio d'água, reduzindo a área alagada pelo reservatório. Por outro lado, isso levou a redução também da capacidade física da usina, que apesar de ter capacidade instalada de mais de 11 mil MW, irá gerar cerca de 4 mil MW em média anual.

A seu favor, o governo ressalta que o projeto irá representar 7% da capacidade instalada no país prevista até 2021, além de a instalação do empreendimento estar articulada aos programas sociais e ambientais que o consórcio irá empreender na região como forma de vincular sua implementação ao desenvolvimento regional.

Por outro lado, ressalta-se que o projeto se coaduna com a divisão inter-regional do trabalho, que posiciona a região Norte como exportadora de energia, bem como especializada na exportação de minério, situação que se inicia na década de 1970, quando do II PND e se consolida na partir da década de 1990, em que vigorou a especialização regressiva da economia brasileira, ou seja, exportação de *commodities* com baixo valor agregado no mercado internacional, (COUTINHO, 1997; LEMOS, 2007; FREITAS, 2012).

O reforço à especialidade da região Norte em produtos primário-exportadores e eletrointensivos, o que contribui para a inserção internacional do país, é reforçado pela Lei Kandir, lei complementar nº 87 de 13 de setembro de 1996, que estabelece o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e prestação de serviços (ICMS). Conforme seu artigo 3º, o imposto não incide sobre

> II - operações e prestações que destinem ao exterior mercadorias, inclusive produtos primários e produtos industrializados semi-elaborados, ou serviços (...) (Lei complementar nº87, de 13 de setembro de 1996).

Por esse aspecto, há incentivo para que a inserção produtiva brasileira seja especializada em produtos primário-exportadores e semi-elaborados. A lei da década de 1990 expressa o abandono por parte do Estado de qualquer compromisso com a

ampliação de exportáveis de maior valor agregado, condizente com os interesses que se consolidam na quinta fase da vinculação do Brasil aos mercados globais.

A UHE Belo Monte, assim como as UHE Santo Antônio e Jirau, evidenciou os conflitos acerca de um projeto expansionista via grandes plantas hidroenergéticas para a região Norte, projeto esse que se consolidou no recente período de expansão e que colocou em questionamento a articulação entre a inserção internacional periférica, relacionado à exploração intensiva de recursos naturais e o potencial de desenvolvimento e superação das desigualdades do modelo econômico em curso.

**iv) Fundos de Pensão e Atividades de Serviços financeiros**

Com relação aos fundos de pensão, destaca-se a presença do Previ, em decorrência da participação do mesmo na empresa Neoenergia, sócia nos empreendimentos de Belo Monte e Baixo Iguaçu. No que se refere a Belo Monte, outros dois fundos de pensão participam da cadeia societária da SPE Norte Energia, concessionária do empreendimento: Fundação Petrobrás de Seguridade Social – Petrus; e Fundação dos Economiários Federais – Funcef. Os dois fundos detêm cada um 10% do capital votante da SPE, de modo que Belo Monte exemplifica a estratégia governamental de direcionar recursos dos fundos aos investimentos de infraestrutura, conforme Jardim (2013).

Quanto às atividades de serviços financeiros, o BB Investimentos, cuja participação se realiza por meio da empresa Neoenergia, está presente nos empreendimentos em que essa empresa participa na cadeia societária, mais uma vez UHE Belo Monte e UHE Baixo Iguaçu, como ocorre com relação aos fundos de pensão. Tem-se ainda a participação do Fundo de Investimentos Desenvix, que passa a ser controlada pela Statkraft.

Por esse aspecto, evidencia-se a participação dos fundos de pensão no setor elétrico, se não na cadeia societária do consórcio, como ocorre em Belo Monte, mas na cadeia societária de empresas que atuam no setor de energia elétrica, como ocorre com a Statkraft Energias Renováveis, da Statkraf e Funcef. Merece destaque o fato de esses fundos serem de empresas controladas pela Administração Pública, os bancos estatais Caixa Econômica Federal, via Funcef e o Banco do Brasil, via Previ; e o fundo de pensão da Petrobrás, o que converge com a afirmação de Jardim (2013)

quanto deliberação por parte do governo Lula em colocar tais fundos a serviço de investimentos produtivos.

O que se verifica nas hidrelétricas em construção é o protagonismo do Estado na viabilização dos investimentos setoriais, ainda que em parceria com as empresas privadas. As empresas de construção civil, ainda que tenham aparecido com destaque na análise das hidrelétricas em operação, não apresentam participação direta, enquanto sócias dos empreendimentos. A implantação de Belo Monte, maior projeto hidrelétrico em curso no país, revela a importância dos projetos setoriais para viabilizar os interesses de longo prazo de grupos dominantes, ao passo que amalgamam esses interesses em torno das decisões setoriais.

Com relação às empresas relacionadas aos serviços financeiros, destacam-se as empresas controladas pela administração pública, articuladas às políticas setoriais. As multinacionais do setor elétrico foram, ao lado das estatais, importantes agentes de expansão setorial.

No setor elétrico, o Estado ocupa papel central na consolidação das estratégias dos capitais privados em favor da acumulação global. Através de suas empresas estatais, dos fundos de pensão, do crédito concedido pelo banco público, que para Belo Monte foi em torno de 80% do empreendimento, e de recursos técnicos, sociais e políticos, viabiliza o alcance de tais objetivos. Por esse aspecto, ao contrário do discurso que apregoa a necessidade de ampliar a atuação de agentes privados em detrimento do Estado, uma vez que estes agentes seriam mais eficientes, disponibilizariam recursos financeiros, proporcionariam a *expertise* da boa governança, entre outros atributos conferidos ao ente privado, o que se verifica nas parcerias público-privadas no setor elétrico é a transferência de recursos financeiros, técnicos, políticos, jurídicos e sociais capazes de promover espaços de acumulação aos entes privados, nem que para tanto sejam forjadas as práticas de mercado, a exemplo do certame de Belo Monte.

**Considerações do capítulo**

A análise realizada neste capítulo, concernente às usinas em operação e em construção, permite verificar a configuração setorial resultante das reformas das décadas de 1990, 2000 e 2010, para as usinas hidrelétricas, bem como se realizam

os arranjos societários e as frações de capital partícipes da atividade de geração de energia elétrica no Brasil.

Em linhas gerais, no que se refere às usinas em operação, pode-se considerar que o Estado, enquanto empreendedor, através de suas estatais, mantém participação elevada no conjunto de empreendimentos instalados. A justificativa para isso poderia ser a de que tal situação resulta do monopólio estatal que perdurou no setor, sobretudo, a partir da criação da estatal federal Eletrobrás.

No entanto, quando se analisam os empreendimentos implementados pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no total de 30 UHEs que respondem por 14.830,28MW, em 17 deles, responsáveis por 12.081,3MW destaca-se a presença de empresas controladas pela Administração Pública, que participam em consórcio com outras estatais, individualmente ou em sociedades de propósitos específicos.

Por esse aspecto, as estatais e empresas de economia mista têm sido fundamentais para a expansão setorial, ainda que a forma como atuem configuram-nas como empresas privadas, em decorrência da criação de SPE, em que, apesar da participação significativa, no sentido do que foi discutido no capítulo 5, as mesmas estão vedadas de deter o controle do consórcio.

Além disso, destaca-se que o Estado atuou na viabilização de tais projetos não apenas via estatais ou empresas de economia mista, como também pela própria implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e mesmo conferindo condições favorecidas de financiamento de longo prazo, via BNDES, como será analisado no capítulo referente ao banco. Merece destaque ainda a atuação do FI-FGTS, do BNDESPAR e do fundo de pensão PREVI, disponíveis para os investimentos setoriais, ao participarem de companhias ou mesmo da formação de sociedades de propósito específico.

Outro aspecto revelado pela pesquisa é que a consolidação da expansão setorial ocorreu por meio da associação de empresas nacionais e internacionais, públicas e privadas de energia ou relacionadas a outros ramos da economia, com destaque para a construção civil e a mineração que encontraram no setor elétrico espaço de valorização de capital e diversificação de suas atividades. Essa tem sido a característica marcante dos arranjos societários das usinas hidrelétricas em operação oriundas do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

Destaca-se ainda a divisão inter-regional do trabalho que se verifica no setor elétrico, sendo a região Norte incorporada à dinâmica de acumulação do país por meio da exportação de energia elétrica, aspectos que ficam claros nos planos de expansão setorial elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e do peso conferido à região quando da análise dos empreendimentos instalados no período recente.

Com relação às usinas em construção, dando continuidade ao processo de expansão inaugurado a partir do PAC, a análise mostra a continuidade do modelo de negócio que se verifica quando da análise das hidrelétricas em operação. Um aspecto distinto é que houve uma menor presença, em termos de número de projetos, das empresas relacionadas à construção civil e mineração e siderurgia, enquanto agentes setoriais, ou seja, geradores de energia elétrica, mantendo-se apenas na UHE Belo Monte, e ainda assim em decorrência da participação da Andrade Gutierrez enquanto sócia da Cemig e da J. Malucelli para a construção e da Vale e Siderúrgica Norte do Brasil para mineração e siderurgia.

Por outro lado, verifica-se a presença das multinacionais do setor elétrico em 60% dos empreendimentos em construção, em projetos responsáveis por 96% da capacidade a ser instalada. Nota-se ainda a participação dos fundos de pensão não apenas na cadeia societária de empresas geradoras, mas sendo eles mesmos partícipes das sociedades de propósito específicos, como ocorre em Belo Monte. Nas hidrelétricas em operação também ocorre a associação das empresas privadas com as empresas controladas pela Administração Pública, o que corrobora a relevância das empresas estatais e de economia mista para a implementação do planejamento setorial no que se refere à sua expansão.

A análise dos empreendimentos corrobora o posicionamento de que a eficiência atribuída ao setor privado só se verifica em decorrência das limitações legais e institucionais impostas ao setor público quando da realização dos investimentos. Nesse sentido, não é a necessidade de atrair recursos que faz o Estado buscar o ente privado, como propalam as justificativas que conferem ineficiência à atuação estatal. O Estado, no “neoliberalismo realmente existente” vigente no Brasil, é que transfere recursos financeiros, institucionais, políticos e reduz a insegurança jurídica, conferindo legitimidade capazes de viabilizar os investimentos privados, ao menos no setor elétrico sob o modelo das parcerias público-privadas.

O Estado, portanto, tem sido capaz de consolidar os interesses dos grupos hegemônicos do capitalismo brasileiro, seja ampliando a capacidade instalada, o que favorece os setores eletrointensivos e exportadores, seja permitindo espaços para diversificação de setores que historicamente estruturam a dinâmica capitalista no país, permitindo que tais setores atuem no setor elétrico brasileiro, como ocorreu com as alterações no marco regulatório setorial, sobretudo na criação do regime de produção de produção independente.

Cabe ao Estado disponibilizar recursos financeiros, via BNDES e estatais, institucionais e legais ao lado do conhecimento técnico, segurança jurídica e instrumentos capazes de mitigar conflitos sociais e ambientais e legitimar territorialmente e nacionalmente os empreendimentos. A ineficiência a que se atribui ao Estado se limita às restrições legais a ele impostas, fruto do período neoliberal, que propicia espaços de acumulação para o setor privado.

Assim, a maneira como atua, para além da explicação econômica da necessidade de disponibilizar recursos para projetos de alto risco e longo prazo de maturação, expressa seu papel político ao assegurar os interesses de longo prazo da fração hegemônica em controlar a alocação do capital dinheiro para diversas áreas de investimentos vantajosas a esta fração ao mesmo tempo em que integra outras frações de capital e classes subalternas ao circuito de acumulação, garantindo a condensação de forças que sustenta e legitima os interesses das frações de classe que estruturam o bloco hegemônico do capitalismo brasileiro, em conciliação com as classes subalternas.

O próximo capítulo busca compreender como se configura o setor elétrico na geração de energia via fontes alternativas.

# CAPÍTULO 7. ESTADO E FRAÇÕES DE CAPITAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES ALTERNATIVAS: PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs) E EÓLICAS

O presente capítulo dedica-se a analisar, a partir das informações referentes à cadeia societária dos empreendimentos, disponibilizados pela ANEEL, quem são os agentes setoriais de geração elétrica que atuam, por meio de fontes alternativas, em caráter complementar, na matriz hidrotérmica brasileira. Considera-se que o mercado de energia elétrica proveniente de fontes alternativas foi impulsionado a partir das alterações no marco regulatório do setor elétrico, assim como a concessão de financiamento, que incentivaram a geração de energia elétrica por essas fontes. Consequentemente, permitiu que distintas frações de capital se tornassem agentes setoriais, tornando a geração via fontes alternativas espaço de acumulação de capital. As fontes consideradas alternativas têm sua importância, conforme o planejamento estatal, ao promoverem a diversificação da matriz de energia elétrica em prol de energias consideradas limpas e renováveis.

Para a realização da análise foram escolhidas as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e os parques eólicos, visto que tais fontes foram incentivas por lei específica. A Lei 10.438, de 2002, em seu artigo 3º, tratou especificamente da política de diversificação da matriz energética brasileira, ao instituir o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa, regulamentado pelo Decreto 5.025, de 30 de março de 2004. O programa foi criado para incentivar as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. Mais recentemente, compõe as fontes alternativas a solar, ainda com participação minoritária na matriz energética brasileira, 0,02%, conforme o Banco de Informações de Geração.

A escolha das fontes eólicas e pequenas centrais hidrelétricas enquanto objeto de análise para a identificação de agentes setoriais justifica-se pelo impulso promovido pelo Estado para a criação desses mercados através do Proinfa. O presente capítulo identifica quem são os agentes setoriais e como suas dinâmicas são influenciadas e contempladas a partir do estabelecimento da política setorial, objeto da ação estatal. Nesse sentido, busca-se compreender como as atividades relacionadas à geração elétrica por meio de fontes alternativas se articula às estratégias de acumulação dos grupos econômicos presentes nestas atividades.

Conforme Ventura Filho, Presidente da Eletrobrás em 2002, ano de criação do programa, o Proinfa procurava incentivar as fontes alternativas, sendo elas a PCH, a biomassa do bagaço de cana e a eólica, três fontes com grande potencial no país. A justificativa era que as mesmas apresentavam competitividade, eram renováveis e baixas em termos de emissão de gases do efeito estufa "que é um fenômeno das mudanças climáticas e que o Brasil tem uma matriz muito favorável nesse sentido quando se compara com a média mundial" (VENTURA FILHO em depoimento para a MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2011). Conforme ele,

> A lei do Proinfa procurou exatamente quebrar essas limitações [dificuldades técnicas, economias de escala, tradição setorial em se especializar em grandes hidrelétricas, entre outras] e deslanchar um programa de pequenas centrais hidrelétricas, de eólica e biomassa; um programa que não foi de grande porte (...) mas teve um papel importante de, digamos, acordar o setor elétrico para essas fontes (VENTURA FILHO, PARA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2011).

No âmbito do Proinfa, os contratos seriam celebrados pela Eletrobrás até 30 de junho de 2004, a partir de Chamada Pública[127] para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra de energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação[128] (Lei 10.438, de 2004 e Decreto 5.025, de 2004). A primeira etapa do programa seria conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo que cada fonte, eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, responderia por 1.100 MW (PINHEIRO, 2007).

Com relação ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), seu papel seria o de instituir um programa de apoio às concessionárias de serviços públicos de distribuição e geração de produtores independentes de energia elétrica, signatários dos contratos do Proinfa, o que evidencia a articulação do banco à política setorial de expansão de fontes alternativas.

Sobre a entrada da Eletrobrás como compradora da energia proveniente do Proinfa, Ventura Filho (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2011) afirma que

---

[127] Ato de publicidade a ser adotado pela Eletrobrás na compra de energia elétrica no âmbito do Proinfa, obedecendo a legislação aplicável e às regras do Guia de Habilitação por Fonte (Conforme Decreto 5.025, de 30 de março de 2004).

[128] Atingida a meta de 3.300MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no país, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

> na época que eu era presidente da Eletrobrás, o Proinfa tinha sido recém-votado e o que nós fizemos na ocasião foi um esforço de regulamentar a lei. Era um assunto complexo porque essas fontes deveriam entrar no sistema. A solução que foi concebida, que foi uma solução adequada, é a Eletrobrás comprar essa energia por aqueles preços tetos que foram referidos, para viabilizar as tecnologias, e isso foi transferido para todos os consumidores, através do mecanismo das tarifas de energia. Como resultado do Proinfa, eu diria que as três fontes se tornaram autossuficientes. Quer dizer, não foram mais necessários novos incentivos. Hoje, nós temos a eólica, em função daquela evolução tecnológica [elevação da produtividade por torre] como a fonte, depois da hidrelétrica, a mais competitiva (VENTURA FILHO para MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2011).

De acordo com as informações no sítio eletrônico da Eletrobrás (2016), até 31 de dezembro de 2011 o Proinfa implantou um total de 119 empreendimentos, sendo eles 41 eólicas, 59 PCHs e 19 térmicas à biomassa. A capacidade total instalada foi de 2.649,87 MW, sendo 963,99 MW provenientes de fontes eólicas, 1.152,54 MW provenientes de PCHs e 533,34 MW, de plantas de biomassa. Segundo a empresa pública, responsável pelos contratos do programa, a implantação do mesmo

> Contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado 150 mil empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta (ELETROBRÁS, 2016)[129].

Segundo a Brasil (2015)[130], a capacidade instalada total no Sistema Interligado Nacional (SIN) em dezembro de 2014 foi de 132.878 MW, sendo que as fontes alternativas, consideradas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, eólica e solar, responderam por 16%. O Banco de Informação de Geral contabiliza, em maio de 2016, 142,9 GW de capacidade instalada, para os quais as pequenas centrais hidrelétricas e os parques eólicos contribuem juntos com 9%[131]. A seguir, análise da configuração setorial resultante das políticas setoriais para as PCHs e parques eólicos.

## 7.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas

As primeiras usinas hidrelétricas instaladas no Brasil, ainda no final do século XIX e início do século XX são hoje consideradas de pequeno porte, se comparadas

---

[129] Conforme sítio eletrônico da empresa disponível em http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm

[130] Refere-se ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, o documento mais recente.

[131] Conforme o Banco de Informação de Geração (BIG), em 16/05/2016. O BIG atualiza diariamente o número de empreendimentos e a capacidade instalada do país. As informações estão disponíveis em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm

às atuais e, portanto, enquadradas na legislação vigente como pequenas centrais hidrelétricas (LIMA, 2009). Até a década de 1940 registrava-se o funcionamento de centenas de empresas de energia elétrica e de pequenas centrais pelo país (PINHEIRO, 2007). Apenas oito empresas, entretanto, apresentavam capacidade instalada acima de 3.000 kW, ou 3 MW, de modo que até a década de 1940 quase todas as instalações eram pequenas centrais se comparadas com as hidrelétricas instaladas atualmente.

A criação das empresas estaduais de energia elétrica a partir da década de 1940 levou à construção de empreendimentos cada vez maiores. As pequenas centrais continuaram em funcionamento por dois motivos: i) por conta do interesse do setor privado que reconhecia vantagens econômicas na autoprodução, pois proporciona viabilidade econômica a um conjunto de negócios, o que ainda ocorre; e ii) as empresas estaduais constataram que as pequenas centrais poderiam continuar em funcionamento de modo complementar às grandes (PINHEIRO, 2007).

Por outro lado,

> muitas “usininhas” foram desativadas, quase todas tiveram as máquinas retiradas e transferidas, virando ruínas, destruindo-se, em muitas localidades, capitais ainda em operação, com chances de continuar operando. Desativação prematura que serviu em geral ao interesse da ampliação de mercados cativos por parte das grandes empresas de geração-distribuição nas décadas de 1950, 1960,1970, 1980 (SEVÁ e KOPITAR, 2002, *apud* PINHEIRO, 2007).

O trecho citado evidencia que a desativação de pequenas centrais promoveu para os agentes setoriais uma destruição criadora, termo de Schumpeter (1942), porém adotado por Harvey (2004) para compreender os processos em que há a destruição de ativos para se abrir novos espaços de acumulação para que capitais sobrantes possam dele fazer uso em suas estratégias de criação de riqueza. No caso mencionado, a desativação de centrais de energia permitiu que novas empresas, as grandes empresas, pudessem suprir a demanda de energia antes a cargo das pequenas hidrelétricas.

A partir da década de 1980 é que foram iniciados programas de incentivo à implantação de pequenas centrais hidrelétricas, através do governo federal e seu Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH), do Ministério de Minas e Energia (MME). O programa promoveu estudos, cursos, subsídios técnicos e legais, porém os resultados foram aquém do esperado, uma vez que a geração por

meio de usinas hidrelétricas era a prioridade. Contribuiu para esse desempenho o cenário econômico da década de 1980, de recessão, além de existirem vantagens no uso das usinas termelétricas nas proximidades dos maiores centros econômicos do país (PINHEIRO, 2007).

Na década de 1990, a desverticalização das empresas de energia elétrica e, em seguida, a crise de oferta de energia elétrica, em 2001, levaram à retomada da prioridade para centrais de pequeno porte, incentivadas pelas alterações na legislação, a exemplo da criação da figura de produtor independente e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa).

Conforme Maranhão (2004, *apud* Pinheiro, 2007), a crise do modelo energético em 2001 levou o setor privado, a sociedade civil e os centros de pesquisa a elaborarem inúmeros estudos sobre fontes alternativas de energia. No caso das PCHs, as mesmas passaram a ser consideradas como alternativa viável e barata de eletrificação. Segundo o autor, as mesmas nunca deixaram de ser criadas pela iniciativa privada, mesmo na fase em que predominou o setor produtivo estatal de energia elétrica, a partir de 1962, com a criação da Eletrobrás.

Pinheiro (2007) afirma que a primeira vez em que o termo “pequena central hidrelétrica” apareceu definido em legislação foi através da Portaria DNAEE 109, de 1982. Conforme a portaria, as PCHs deveriam ter as seguintes características: operar a fio d’água ou com regularização diária; ter barragens e vertedouros com altura máxima de 10m; não utilizar túneis; ter estruturas hidráulicas para vazão turbinável de no máximo 20m³/s; serem dotadas de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW; e ter potência instalada de no máximo 10 MW.

O Programa Nacional de PCH foi lançado em 1982, mas as dificuldades para o desenvolvimento do programa acarretaram na redefinição do conceito de PCH pela Portaria 136 do DNAEE, de 06/10/1987. Do que foi estabelecido anteriormente, passou a valer apenas o critério de potência, de no máximo 10 MW e unidades geradoras de no máximo 5 MW.

> O número de construções de PCHs ainda não era significativo, mesmo com essa modificação. Assim, nova modificação foi feita em 1997, sendo que a potência máxima foi aumentada de 10 para 25 MW. Depois, através da Lei 9.648 de 27 de maio de 1998, que autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras, esse valor foi fixado em 30 MW. Além disso, nesta Lei ficou estabelecido que a potência instalada não seria mais a única característica utilizada, mas que haveria outras

> características a serem definidas. Isso fez com que a ANEEL realizasse estudos a fim de listar os aspectos físicos que viessem a caracterizar as PCHs e ficou estabelecido que a área total do reservatório não poderia ultrapassar de 3 km² (PINHEIRO, 2007, p. 152).

As pequenas centrais hidrelétricas foram consideradas pela Resolução 394, de 4 de novembro de 1998, da ANEEL, como empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferir a 30.000 kW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0km². Caso o empreendimento não atendesse à condição de área máxima inundada poderia, levando em consideração especificidades regionais, ser também enquadrado como uma PCH.

A Resolução nº 394 de 1998 foi revogada pela Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003, que afirma que as pequenas centrais hidrelétricas se referem a empreendimentos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma.

Esta última também foi revogada pela Resolução nº 673, de 4 de agosto de 2015, estando a mesma em vigor como marco regulatório setorial[132] sobre PCHs. Segundo a resolução vigente, serão considerados empreendimentos com características de pequenas centrais hidrelétricas aqueles destinados à autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito do rio. No entanto, uma vez que a resolução data de 2015, é provável que as PCHs consideradas no presente trabalho tenham sido instaladas conforme legislações anteriores.

Segundo Landini (2004, *apud* PINHEIRO, 2007), a resolução de 2003 buscou incentivar a instalação de novos empreendimentos hidrelétricos e facilitar a aprovação de projetos a serem analisados pela ANEEL e demais órgãos gestores de recursos hídricos e meio ambiente. A justificativa é que, caso vigorasse a legislação antiga, vários projetos não poderiam ser aprovados e, em consequência, implementados, em face dos seus enquadramentos. A Resolução nº 652 viria, portanto, a promover a abertura setorial para esses projetos a partir da flexibilização da legislação ambiental e incentivos fiscais.

---

[132] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf

Além da alteração quanto aos critérios físicos, em 2003 foi estabelecida isenção de 100% na tarifa de transmissão de energia incidindo na produção para as PCHs que entrassem em operação até o final de 2003.

O Portal PCH[133] esclarece que uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, o que faz com que o reservatório não permita regularização do fluxo d'água. Nessas ocasiões, em momento de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, o que causa ociosidade. Em outras situações, em que as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das águas, há passagem da água pelo vertedor o que permite geração correspondente à capacidade das turbinas.

A característica técnica explicaria o motivo pelo qual o custo da energia produzida pelas PCHs é maior do que o custo de UHEs, onde o reservatório pode ser operado de forma a reduzir a ociosidade ou desperdícios de água, pois permite o controle da vazão (quando há reservatório). Por outro lado, conforme o Portal, as instalações promoveriam um impacto ambiental menor e se prestariam à geração descentralizada. Ainda, as PCHs são utilizadas principalmente em rios de pequena e média vazões, que possuem desníveis significativos durante o percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas.

As alterações nos critérios de definição de PCHs estão relacionadas à flexibilização do marco regulatório, que passou a considerar como pequenas centrais hidrelétricas empreendimentos com um potencial maior do que o que vigorava anteriormente, assim como foi ampliado o tamanho do reservatório. Ainda que as medidas tenham sido feitas para atrair investimentos, implicam em desdobramentos para o processo de licenciamento ambiental.

A Resolução nº 394, de 4 de dezembro de 1998, estabelecia que bacias hidrográficas com vocação hidroenergética para aproveitamentos de no máximo 50 MW, poderiam ter seus estudos de inventário realizados de forma simplificada. A resolução nº 343, de 9 de dezembro de 2008, em vigor, estabelece a articulação prévia com órgãos ambientais, buscando a identificação prévia de eventuais interferências ou restrições ambientais que possam impactar na concepção do projeto básico. O documento anexado à resolução afirma que

---

[133] Disponível em http://www.portalpch.com.br/saiba-mais.html

> o aprofundamento do licenciamento ambiental somente é exigido após a etapa de aceite, conforme prevê o § 4º, art. 11 da Resolução 343/2008, quando deverão ser protocolados trimestralmente, ou com outra periodicidade, a critério da ANEEL, documentos que comprovem o andamento do processo de licenciamento ambiental pertinente, incluindo o pedido formal do Termo de Referência para elaboração do Estudo do Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA ou estudos simplificados, quando for o caso, e demais documentos de interação junto ao órgão ambiental competente, além de um plano de trabalho contendo cronograma e demais tratativas com vistas à obtenção do licenciamento (ANEEL, ANEXO, 2009)[134].

Pelo que estabelece a resolução de 2008, apenas após o aceite é que serão aprofundados estudos quanto às consequências ambientais dos projetos, o que evidencia a flexibilização da regulamentação ambiental para promover a instalação de pequenas centrais hidrelétricas.

Conforme Rodrigues e Rosa (2012), as restrições ambientais decorrentes dos processos de licenciamento de usinas hidrelétricas tornam mais viáveis ambientalmente a construção de uma PCH, pois em tese as mesmas têm menor reservatório e consequentemente causariam menos danos ambientais. Em termos econômicos, as PCHs seriam mais vantajosas em termos de investimentos, pois possuiriam menores custos e tempo para a instalação. Com as flexibilizações ambientais por que passaram os critérios de definição de PCHs, independente dos danos, os mesmos só serão plenamente identificados após a etapa de aceite dos projetos.

Outro incentivo para a instalação de PCHs é a lei 7.990[135], de 1989, que isenta as pequenas centrais hidrelétricas do pagamento de compensação financeira pelo uso de recursos hídricos na fase de operação, diferentemente do que ocorre com as usinas hidrelétricas, de maneira que o Estado abre mão de recursos fiscais em benefício dos empreendedores setoriais. A partir de 2007, além do Proinfa, o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) também incluiria as PCHs no escopo de seu pacote de investimentos.

As alterações legais no âmbito das PCHs coadunam-se, portanto, com o processo de flexibilização de marcos legais promovidos com o intuito de viabilizar os processos de acumulação (ALMEIDA, 2012) e fazem parte das transformações no âmbito do Estado no período neoliberal, (HARVEY, 2004; BRENNER, 2004; THEODORE *et al.*,2009).

---

[134] Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2008343_2.pdf
[135] Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7990.htm

A partir das breves considerações acerca das políticas setoriais para esse tipo de fonte, a análise referente à cadeia societária das pequenas centrais hidrelétricas (PCH) foi realizada em 451 empreendimentos em operação, que respondem por 4.777,01 MW de capacidade instalada. Conforme o Banco de Informação de Geração, da ANEEL, o país conta com 457 projetos, com capacidade instalada de 4.834,16 MW. Por esse aspecto, a amostra representa 98% dos empreendimentos em operação[136].

No que se refere ao regime de produção, dos 451 projetos analisados, verifica-se o predomínio do regime de produção independente, que responde por 75,4% do número de PCHs em operação, responsáveis por 90% da capacidade instalada. Em seguida, identifica-se a autoprodução, com 14,4% dos projetos em operação, com destaque para os setores industriais eletrointensivos, como mineração, siderurgia, papel e celulose, açúcar e madeireiras, responsáveis por 5% da capacidade instalada. Nos demais, ocorre o regime de serviço público, em 7,5% dos empreendimentos e, compartilhada, em 2,6% dos projetos.

O primeiro leilão de fontes alternativas, após o marco regulatório de 2004, ocorreu em 18 de julho de 2007. As mesmas deveriam entrar em operação no Sistema Interligado Nacional a partir de 2010 (EPE, 2007)[137]. Entre 2010 e 2015, entraram em operação 139 PCHs, que adicionaram 1.760 MW de potência a capacidade instalada. Com relação ao PAC, foram identificados 20 empreendimentos que entraram em operação entre 2008 e 2015 e adicionaram 379,73 MW de capacidade instalada, todos sob o regime de produção independente.

### i) Pequenas Centrais Hidrelétricas por região

A análise das pequenas centrais hidrelétricas por região revela que as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul são as que apresentam o maior número de projetos instalados, sendo que entre as três, a região Centro-Oeste concentra o menor número, ainda que com capacidade instalada próxima às demais.

---

[136] Até a data de 18/02/2016

[137] De acordo com as informações da Empresa de Pesquisa Energética, disponível em http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20070618_1.pdf

**Tabela 7. 1 - Distribuição de pequenas centrais hidrelétricas por região, 2015**

| Região | Pequenas Centrais Hidrelétricas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Centro-Oeste | 92 | 20,4 | 1.420,92 | 29,8 |
| Nordeste | 13 | 2,9 | 101,76 | 2,1 |
| Norte | 33 | 7,3 | 362,19 | 7,6 |
| Sudeste | 170 | 37,7 | 1.563,74 | 32,7 |
| Sul | 143 | 31,7 | 1.328,4 | 27,8 |
| **Total geral** | **451** | **100,00** | **4.777,01** | **100,00** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais hidrelétricas”, segundo o BIG.

Em termos de capacidade instalada, a **Tabela 7.1** mostra que a região Sudeste apresenta a maior participação, com 32,7%, seguida da região centro-oeste, com 29,8%. Dois aspectos podem ser destacados: i) a capacidade instalada média por projeto no Centro-Oeste é mais elevada, pois ainda que com um número menor de aproveitamentos, 54% a menos em relação ao sudeste, a potência instalada alcança 90% daquela da região sudeste; ii) a região centro-oeste se configura como fronteira de expansão por meio de PCHs, visto que 80% dos empreendimentos entraram em operação a partir de 1990. Na região Sudeste, pioneira na instalação de PCHs, 48% dos empreendimentos são posteriores a 1990. O pioneirismo do Sudeste está relacionado à sua dinâmica econômica, enquanto centro dinâmico do processo de industrialização, que requereu investimentos em energia elétrica, que naquele momento se caracterizavam por serem próximos aos centros de carga.

A região Norte, por sua vez, que ocupa a posição de fronteira de expansão quando se trata de usinas hidrelétricas de grande porte, não cumpre o mesmo papel quando se consideram as PCHs, ainda que conforme o Portal PCH, caso as mesmas venham a ser implantadas no sistema isolado da região norte em áreas não servidas pelo sistema interligado nacional, em substituição das geradoras térmicas, podem receber incentivo do fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC).

Portanto, a distribuição regional das PCHs indica que a região centro-oeste consolida-se em fronteira de expansão dessa fonte de energia elétrica, abrigando os empreendimentos mais recentes.

A partir dos dados referentes às cadeias societárias das pequenas centrais hidrelétricas, foram identificados os agentes geradores com o intuito de compreender qual a forma de atuação predominante neste segmento e como tais agentes articulam

suas dinâmicas de acumulação à geração de pequenas centrais hidrelétricas. Para esta fonte, foram identificadas as empresas estatais, as multinacionais de energia elétrica, os fundos de pensão, as atividades de serviços financeiros, as empresas nacionais de energia elétrica e diversos segmentos da indústria e do comércio.

### ii) Empresas Estatais e de Economia Mista

Com relação as PCHs, a participação das estatais e empresas de economia mista ocorre em 69 empreendimentos e responde por 15,1% da capacidade instalada em pequenas centrais hidrelétricas (**Tabela 7.2**).

**Tabela 7. 2 - Participação das estatais e empresas de economia mista nas PCH, 2015**

| Estatais e Economia Mista | PCH* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Companhia Energética de Minas Gerais | 31 | 6,9 | 395,9 | 8,3 |
| Companhia Energética Paraná (Copel) | 10 | 2,2 | 93,96 | 2,0 |
| Celesc Geração S.A. | 8 | 1,8 | 70,32 | 1,5 |
| Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE) | 6 | 1,3 | 23,36 | 0,5 |
| Furnas Centrais Elétricas S.A. | 3 | 0,7 | 15,83 | 0,3 |
| Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) | 2 | 0,4 | 6 | 0,1 |
| Eletrosul Centrais Elétricas S.A. | 2 | 0,4 | 34,15 | 0,7 |
| DME Energética S.A | 1 | 0,2 | 7,8 | 0,2 |
| Centrais Elétricas de Carazinho S.A. | 1 | 0,2 | 2,88 | 0,1 |
| Companhia Docas do Estado de São Paulo | 1 | 0,2 | 15 | 0,3 |
| Companhia Energética de Roraima | 1 | 0,2 | 5 | 0,1 |
| Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. | 1 | 0,2 | 25,02 | 0,5 |
| Indústria de Material Bélico do Brasil | 1 | 0,2 | 3,34 | 0,1 |
| Light (Cemig) | 1 | 0,2 | 25 | 0,5 |
| **Total Estatais e Economia Mista** | **69** | **15,3** | **723,56** | **15,1** |
| **Total PCH** | **451** | **100,0** | **4.777,01** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

Dentre as estatais, as que apresentam maiores participações tanto em número de projetos como em capacidade instalada são as empresas estaduais Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig; e a Companhia Energética do Paraná (Copel).

Ressalta-se que a Cemig detém a concessão de empreendimentos antigos. A participação na capacidade instalada de novos projetos, no entanto, em operação a partir de 2008 no formato de sociedades de propósitos específicos, somam 11 empreendimentos, que adicionaram 254,5 MW de capacidade instalada, ou 64% do

total da capacidade instalada pela empresa por meio de PCHs[138]. Nesse sentido, verifica-se que a empresa mantém uma política de expansão de pequenas centrais. Com relação à localização dos projetos, os mesmos estão no centro-oeste e no sudeste, sendo o regime predominante o de produção predominante é o de produtor independente.

Quanto à Copel, trata-se de concessões anteriores ao marco regulatório de 2004, sendo apenas 3 empreendimentos posteriores a 2005. Todos se localizam na região Sul e são, em sua maioria, para a produção independente, sendo que apenas dois correspondem ao regime de serviço público. Diferentemente da Cemig, não se verifica uma estratégia de expansão da capacidade instalada por meio de PCHs.

As demais apresentam participação pequena tanto em número de projetos como em capacidade instalada, sendo que no que se refere às empresas estaduais, apenas a Celesc Geração S.A., de Santa Catarina efetivou uma estratégia expansionista após o marco regulatório de 2004, visto que seis de seus empreendimentos foram instalados entre 2011 e 2015. Com relação às empresas controladas pela União, Eletrosul tem dois empreendimentos que entraram em operação após 2004, sendo que as demais PCHs com participação de empresas do grupo Eletrobrás é anterior. As mais antigas operam em regime de serviço público, enquanto as PCHs da Eletrosul são de produção independente.

Em comparação com as usinas hidrelétricas, em que a participação das empresas controladas pela Administração Pública ocorre em aproximadamente 60% dos projetos em operação e em 50% dos projetos em construção, a participação das empresas da administração pública na construção de PCHs é menor e pode ser justificada pelo fato de as PCHs requererem menores volumes de capital e terem um menor período de maturação, o que envolve menores riscos.

O fato de o Estado ter uma menor participação por meio de suas empresas nos investimentos setoriais, e as razões econômicas que justificam isso, não significa uma atuação marginal. Ao contrário, é a partir da ação política do Estado que se viabilizou o mercado para as pequenas centrais hidrelétricas, por meio de flexibilizações no

[138] Como controladora da Light a Cemig possui uma PCH, porém não se identificou por meio da Light uma estratégia expansionista, ao menos a partir do Proinfa.

marco regulatório, criação de programas de incentivos de investimentos, como o Proinfa e mesmo o PAC e financiamento via BNDES (objeto do capítulo 8).

### iii) Nacionais privadas de energia elétrica

A análise das PCHs revela a pulverização de empresas privadas de energia elétrica na geração por meio da fonte analisada. Identificaram-se 77 empresas nessa categoria que respondem por 917,45 MW, ou seja, 17% da capacidade instalada por meio de PCHs. Desse total, 660 MW (72%) é gerado por cinco empresas: Electra Power Geração de Energia S.A.; Brennand Energia S.A.; Atiaia Energia S.A.; Silea Participações S.A.; e Omega Energia Renovável S.A.

**Tabela 7. 3 - Participação de empresas nacionais nas PCHs, 2015**

| Nacionais | PCH* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Electra Power Geração de Energia S.A. | 14 | 3,1 | 134,78 | 2,8 |
| Brennand Energia S.A. | 12 | 2,7 | 245,68 | 5,1 |
| Atiaia Energia S.A. (Cornélio de Almeida Brennand) | 6 | 1,3 | 143,83 | 3,0 |
| Silea Participações Ltda. | 4 | 0,9 | 83,2 | 1,7 |
| Omega Energia Renovável S.A. | 3 | 0,7 | 52,5 | 1,1 |
| Outras empresas | 38 | 8,4 | 257,46 | 5,4 |
| **Total Empresas privadas nacionais** | **77** | **17,1** | **917,45** | **19,2** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

Destaca-se que das empresas nacionais, 59 empreendimentos iniciaram suas atividades de operação na década de 2000, ou seja, 77% dos empreendimentos passaram a gerar energia a partir do período em que se iniciam os incentivos para a atuação de PCHs, o que revela que o incentivo estatal promoveu a expansão de empresas na atividade de geração via PCHs, permitindo mesmo a diversificação dos capitais de determinadas empresas. Quanto ao regime de produção, 65 (84%) atuam como produtores independentes.

A Electra Power Geração de Energia Elétrica[139], com 16 PCHs identificadas, iniciou suas atividades em 2001, tendo recebido aporte de capital da Bunge Alimentos, em 2005. Em 2012, o grupo Petrópolis, dono das marcas de cervejaria Itaipava e Crystal comprou 50% das empresas Electra Power e Electra Energy[140], conforme o

[139] Disponível em http://www.electrapower.com.br/operacao/

[140] A Electra Energy atua no segmento de comercialização, que faz a ponte entre geradores de energia e consumidores livres - na maioria indústrias e grandes varejistas, como shopping centers ou hipermercados e te em

banco de dados Fusões e Aquisições[141] (2012). A sede da empresa é no estado de São Paulo, porém sua atuação se dá em no centro-oeste, sul e norte do país. De acordo com o informativo, a empresa justificou em nota que o segmento de energia passou a ser avaliado pelo grupo Petrópolis em decorrência do consumo elevado de suas unidades fabris.

Já a empresa Brennand Energia S.A.[142], controlada por Ricardo Coimbra de Almeida Brennand Neto, é de origem pernambucana e iniciou suas atividades enquanto grupo de energia na década de 1990. O capital do grupo, no entanto, é originário das atividades de açúcar e álcool, ainda na primeira metade do século XX. Na década de 1990, diversificou para a produção de cerâmica, vidro e fabricação de cimento. A empresa Atiaia Energia[143], também de capital originário das atividades de açúcar e álcool da família Brennand, foi fundada em 2004 enquanto empresa de energia elétrica e controlada por Cornélio Brennand. Ambos os grupos também investem em parques eólicos.

Já a Silea Participações S.A[144] iniciou suas atividades no setor elétrico ainda no período em que vigorava o monopólio virtual estatal, na década de 1960, ao participar da construção da hidrelétrica Chopim I, da Copel, tendo colaborado na construção de Salto Osório, Salto Santiago, Foz de Areia e Itaipu, entre outras hidrelétricas na região sul e sudeste. Conforme consta no sítio eletrônico da empresa, o conhecimento adquirido na articulação com empresas da administração pública permitiu à empresa investir em negócios próprios na área de energia elétrica, com foco nas fontes renováveis, a partir década de 1990.

A Omega Energia Renovável[145], a empresa foi fundada em 2008, especializada em investimentos de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Tem como controladora a Tarpon, gestora de fundos criada em 2002 e a Warburg Pincus, fundo de investimento americano, fundado da década de 1960. A empresa atua também na geração eólica.

---

sua carteira de clientes pesos-pesados como Marcopolo, Danone, Rhodia, Walita, Gomes da Costa, o Shopping SP Market e o hotel resort Costão do Santinho, além do próprio grupo Petrópolis.

[141]Disponível em http://fusoesaquisicoes.blogspot.com.br/2012/03/com-50-da-electra-petropolis-entra-no.html

[142] Disponível em http://www.brennandenergia.com.br/site/historico.php?c=4

[143] Disponível em http://www.atiaiaenergia.com.br/home/home.php

[144] Disponível em http://www.silea.com.br/a-empresa/historia

[145] Disponível em http://www.omegaenergia.com.br/investidores#investimentos

Cabe mencionar que o nascimento das empresas acima referidas coincidiu com a abertura setorial para os capitais privados e aos incentivos públicos à geração elétrica de fontes renováveis, o que ofereceu espaço para ampliação e/ou diversificação dessas frações de capital.

### iv) Multinacionais

As multinacionais participam em 44 pequenas centrais hidrelétricas, o que corresponde a 9,8% dos projetos em operação. No que se refere à capacidade instalada, as mesmas respondem por 12,5% do total adicionado pelas PCHs, **conforme tabela 7.4**.

**Tabela 7. 4 - Participação de empresas multinacionais em PCHs, 2015**

| Multinacionais | PCH* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Enel Green Power | 11 | 2,4 | 69,51 | 1,5 |
| China Three Gorges | 7 | 1,6 | 108,12 | 2,3 |
| IBERDROLA S.A. | 6 | 1,3 | 120 | 2,5 |
| Statkraft | 5 | 1,1 | 105,9 | 2,2 |
| AES Corporation | 3 | 0,7 | 14,2 | 0,3 |
| GDF Suez | 3 | 0,7 | 70,83 | 1,5 |
| TerraForm Global Inc | 3 | 0,7 | 41,8 | 0,9 |
| Servinoga (grupo Nogar) | 2 | 0,4 | 11,85 | 0,2 |
| Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. | 2 | 0,4 | 32,5 | 0,7 |
| Grupo Guascor | 1 | 0,2 | 9,8 | 0,2 |
| Velcan Energy | 1 | 0,2 | 14,68 | 0,3 |
| **Total Multinacionais** | **44** | **9,8** | **599,19** | **12,5** |
| **Total geral** | **451** | **100,0** | **4777,01** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

A presença das multinacionais na construção e operação de PCHs é menos importante que nas usinas hidrelétricas de médio e grande porte. Há, porém, inúmeras empresas multinacionais operando no sub-setor, resultado da abertura a partir da década de 1990, com destaque para as privatizações que transferiram PCHs estatais para o controle de empresas estrangeiras.

A empresa com maior número de empreendimentos é a Enel Green Power, italiana que atua no país desde o processo de privatização. Embora presente em usinas hidrelétricas e em eólicas, é no subsetor de PCHs que é mais marcante sua

atuação em termos de número de projetos. Não se trata, no entanto, de capacidade instalada nova, e sim de transferência patrimonial a partir da aquisição de ativos existentes. Do ponto de vista da empresa, houve uma estratégia de expansão no subsetor, mas do ponto de vista setorial, não houve expansão da capacidade instalada por meio da atuação da empresa.

A Iberdrola, a terceira multinacional em número de PCHs, com participação na Neoenergia, é a multinacional que participa de projetos que somam a maior capacidade instalada. Diferentemente do Grupo Enel, a maior parte das PCHs envolveram a expansão da capacidade instalada, tendo entrada em operação dos projetos entre 2009 e 2013. Apenas em uma PCH não ocorre a entrada em expansão a partir deste período, pois o empreendimento foi instalado pela antiga Coelba, adquirida pela Neoenergia.

A China Three Gorges, que passou a exercer o controle da EDP Portugal, com sete empreendimentos, é a segunda em termos de capacidade instalada. Assim como a Enel, a atuação da CTG decorre de aquisição de ativos no processo de privatização, o que foi realizado pela EDP. Dois deles, no entanto, são capacidade instalada nova, que entraram em operação entre 2007 e 2008, a PCH São João (25 MW) e a PCH Francisco Gross (29 MW).

A Statkraft, que atua através da Statkraft Energias Renováveis, adquiriu a Desenvix Energias Renováveis e assumiu seus projetos recentemente implementados. A Desenvix havia estabelecido uma estratégia de expansão da capacidade instalada por meio de PCHs e são 5 empreendimentos, que entraram em operação entre 2006 e 2012.

A Desenvix, por sua vez, antes de ser adquirida pela Statkraft, pertencia ao grupo Engevix[146], relacionado a obras de infraestrutura e projetos de engenharia, que diversificou suas atividades para a geração, transmissão de energia elétrica, petróleo e gás, metalurgia entre outros.

Todas as demais, com menores participações em número de projetos e em capacidade instalada, caracterizam-se por terem promovido a expansão da capacidade instalada por meio de PCHs após o marco regulatório de 2004. Nesse

[146] A reestruturação da Desenvix está relacionada aos desdobramentos da Operação da Polícia Federal denominada Lava-Jato, que investiga ilegalidades em contratos de empresas privadas com a estatal Petrobras. http://www.valor.com.br/empresas/4132500/desenvix-recebe-aporte-de-r-119-milhoes-e-muda-de-nome

sentido, exceto em um empreendimento em que se identifica a AES Corporation (AES Tietê), que entrou em operação em 1994, todas as demais PCHs, que totalizam 14, entraram em operação a partir de 2005, o que evidencia que a atuação das empresas multinacionais se distingue da que prevaleceu quando do processo de privatização, em que não ocorreram investimentos em novas plantas e ampliação da capacidade instalada.

Em síntese, verifica-se que as multinacionais que atuam no setor através de PCHs destacam-se pela ampliação da capacidade instalada por meio de novos projetos, uma vez que 26 deles entraram em operação a partir de 2005, após o marco regulatório de 2004, com destaque para a Iberdrola e a Statkraft (porém ainda sob controle da Desenvix) e 12 entraram a partir de 2010, ano em que começaram a entrar em operação as PCHs do primeiro leilão de fontes alternativas, somadas, tem-se que 86,4% dos projetos com multinacionais entraram em operação no período de expansão setorial. Ressalta-se que predomina na participação das multinacionais o regime de **produção independente**.

**v) Obras de Infraestrutura e Serviços de Engenharia**

A participação desse segmento na construção de PCHs evidencia que diferentemente das UHEs, em que se destacam as grandes empresas relacionadas à atividade de construção civil, para as PCHs há espaço para a atuação de empresas de nível regional e local, ainda que estejam presentes também as grandes construtoras, sobretudo pela participação das mesmas no controle de empresas de energia elétrica, o que ocorre com a CPFL Energia e a Cemig.

As empresas relacionadas à infraestrutura e serviços de engenharia estão presentes em 95 empreendimentos, correspondendo a 20,6% das PCHs em operação, que respondem por 25,7% da capacidade instalada por meio dessa fonte (**Tabela 7.5**). Quanto ao regime de produção, predominam na atuação das empresas de construção civil a **produção independente** de energia, modo pelo qual participam 77 empreendimentos ou 85% das PCHs em operação em que se identificam essas empresas.

**Tabela 7. 5 - Participação de empresas de obras de infraestrutura e serviços de engenharia em PCHs em operação, 2015**

| Obras de Infraestrutura e Serviços de Engenharia | PCH* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Andrade Gutierrez | 31 | 6,9 | 395,9 | 8,3 |
| Camargo Correa | 30 | 6,7 | 393,38 | 8,2 |
| Grupo Bolognesi | 7 | 1,6 | 166,11 | 3,5 |
| Design Head Engenharia e Construtora Ltda. | 6 | 1,3 | 55,1 | 1,2 |
| Topo Empreendimentos Imobiliários e Serviços Ltda. | 3 | 0,7 | 39,44 | 0,8 |
| YPÊ/DW/QBEC | 3 | 0,7 | 3,6 | 0,1 |
| Cesbe S.A. Engenharia e Empreendimentos | 2 | 0,4 | 25,75 | 0,5 |
| Caiana Empreendimentos Ltda | 1 | 0,2 | 14 | 0,3 |
| Construtora Barbosa Mello | 1 | 0,2 | 2,88 | 0,1 |
| Construtora Central do Brasil Ltda. | 1 | 0,2 | 12 | 0,3 |
| Construtora Gomes Lourenço | 1 | 0,2 | 21,69 | 0,5 |
| Construtora Ita Ltda | 1 | 0,2 | 9,2 | 0,2 |
| Grupo Cowan | 1 | 0,2 | 19 | 0,4 |
| Odebrecht | 1 | 0,2 | 3,8 | 0,1 |
| Orteng | 1 | 0,2 | 5,33 | 0,1 |
| QBEC/DW | 1 | 0,2 | 2,25 | 0,0 |
| Queiroz Galvão | 1 | 0,2 | 22,5 | 0,5 |
| Saneamento Construções e Comércio Ltda. | 1 | 0,2 | 30 | 0,6 |
| **Total Infraestrutura e Serv. Engenharia** | **93** | **20,6** | **1.227,93** | **25,7** |
| **Total geral** | **451** | **100,0** | **4.777,01** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

A Andrade Gutierrez, com a maior participação em número de projetos e em capacidade instalada, destaca-se pelo controle que detém sobre a Cemig, empresa de economia mista. A Cemig atua nas PCHs tanto por deter diretamente a concessão dos empreendimentos, sobretudo projetos antigos, mas também através da empresa criada em 2013, a Chiplay SP Participações S.A., com o objetivo de promover o processo de expansão, que detém o controle da Brasil PCH S.A. A Brasil PCH está presente em 13 empreendimentos, instalados no âmbito do Proinfa, com contratos de 20 anos (REUTERS, 2014)[147].

A Camargo Correa participa através do controle que exerce sobre a CPFL Energia, que detém 51% da CPFL Energias Renováveis. A empresa está presente tanto por meio da CPFL Energias Renováveis, quanto através de empresas

[147] Disponíveis em http://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2014/02/17/renova-e-cemig-informam-pagamento-pela-chipley-por-51-da-brasil-pch.htm e http://www.diariodocomercio.com.br/noticia.php?id=3167

controladas, como Dobrevê Energia S.A.; Chimay Empreendimentos e Participações; e a PCH Holding, empresas criadas para a expansão via PCHs.

A constituição de sociedades de propósitos específicos ocorre nos empreendimentos que entraram em operação a partir de 2008, o que pode estar relacionado à adequação do negócio na busca por financiamentos do BNDES, que privilegia a constituição de sociedades de propósito específico e do *project finance*, conforme informação sobre o histórico da companhia.

> Em 2008, constituímos a PCH Holding S.A. ("PCH Holding"), holding constituída com o objetivo de participar, como acionista em outras sociedades, controladora de 10 (dez) de nossas SPEs das quais 9 (nove) receberam financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2013).

O grupo Bolognesi, já presente nas UHEs e nas eólicas ainda que em poucos empreendimentos, participa em sete PCHs. Os projetos entraram em operação entre 2008 e 2012 e estão localizadas na região Sul, no Rio Grande do Sul, estado de origem do grupo[148]. A Design Head Engenharia e Construtora, empresa sediada no estado do Paraná, participa de PCHs em sociedade com outras empresas, com destaque para a Electra Power, também do Paraná. Os empreendimentos foram instalados entre 2008 e 2015, o que evidencia que a atuação da construtora concorreu para a ampliação da capacidade instalada. Os projetos localizam-se na região centro-oeste, norte e sul. A empresa não participa de empreendimentos em operação relacionados às UHEs e eólicas.

Exceto os grupos Odebrecht, Queiroz Galvão, Orteng e Barbosa Mello, as demais empresas têm atuação restrita ao subsetor PCHs, não comparecendo em usinas de médio ou grande porte, nem em usinas eólicas.

Assim como ocorre com as usinas hidrelétricas, as empresas relacionadas à construção civil diversificaram suas atividades em direção a geração de energia elétrica via fontes alternativas, especificamente as pequenas centrais hidrelétricas, de maneira que um quarto da capacidade instalada por PCHs está sob controle de concessionárias atuantes na construção civil, seja por controle direto, seja por controle indireto das concessões. Por esse aspecto, as políticas de incentivo às fontes

---

[148] Conforme informe sobre o Grupo Bolognesi, disponível em http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/revistas/Sulgas_n5_jan_mar/files/assets/downloads/page0013.pdf

renováveis acabaram por beneficiar os grupos de construção civil, não apenas em contratações para a instalação dos empreendimentos, mas por permitirem que eles mesmos se tornassem produtores de energia elétrica.

### vi) Atividades de Serviço Financeiro

**Tabela 7. 6 - Participação de empresas atividades de serviços financeiros em PCH em operação, 2015**

| Atividades Serviços Financeiros | PCH | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Brookfield Renewable Power Inc. | 23 | 5,1 | 411,66 | 8,6 |
| BB Investimento | 5 | 1,1 | 112 | 2,3 |
| Juruena Participações e Incorporações Ltda | 5 | 1,1 | 91,4 | 1,9 |
| Energisa Geração Hidroelétrica Fundo de Investimento em Participações | 4 | 0,9 | 35 | 0,7 |
| Paineira Part e Empreend Ltda | 4 | 0,9 | 18,59 | 0,4 |
| RC Administração e Participações S.A. | 4 | 0,9 | 68,37 | 1,4 |
| BNDESPAR | 3 | 0,7 | 14,2 | 0,3 |
| Mauá Emp. Brás. Part. Soc. Estrutura Ltda. | 3 | 0,7 | 37,91 | 0,8 |
| Gaia Energia Participações S.A. | 3 | 0,7 | 4,15 | 0,1 |
| Alupar Investimentos S.A./Enixe Energias e Participações Ltda. | 2 | 0,4 | 60 | 1,3 |
| Boca do Monte Energia e Participações S.A./CMSA Participações S.A. | 2 | 0,4 | 30,87 | 0,6 |
| Pattac | 2 | 0,4 | 11,85 | 0,2 |
| Pramais Administração de Bens e Participações Ltda | 2 | 0,4 | 32,78 | 0,7 |
| Torresani Energia Participações e Administração Ltda | 2 | 0,4 | 11,4 | 0,2 |
| SL Invest USA LLC | 2 | 0,4 | 7,7 | 0,2 |
| Mafe Energia e Participações Ltda. | 2 | 0,4 | 40 | 0,8 |
| Outras | 26 | 5,8 | 201,61 | 4,2 |
| **Total Atv. Serv. Financeiros** | **94** | **20,8** | **1.185,89** | **24,8** |
| **Total geral PCH** | **451** | **100,0** | **4.777,01** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

As atividades de serviços financeiros estão presentes em 20,8% do número de empreendimentos, que respondem por 24,8% da capacidade instalada por meio de pequenas centrais hidrelétricas (**Tabela 7.6**). Essa categoria reúne inúmeras empresas, algumas delas empresas familiares ou sociedades entre pessoas físicas.

No grupo destaca-se a Brookfield Renewable Power Inc., presente também na concessão de usinas hidrelétricas, tendo nas pequenas centrais hidrelétricas sua maior participação. Todos os empreendimentos do grupo iniciaram a operação a partir de 2006, o que evidencia uma estratégia de atuação em direção à ampliação da capacidade instalada por meio de PCHs e não aquisição de ativos existentes.

O BB Investimento, com cinco projetos, atua por meio da participação que detém na empresa Neoenergia, assim como ocorre no caso das usinas hidrelétricas. Os empreendimentos entraram em operação entre 2009 e 2013, evidenciando a atuação em empreendimentos de geração de energia nova, localizados nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste.

A empresa Juruena Participações, com cinco pequenas centrais hidrelétricas localizadas na região Centro-Oeste é controlada pelo Fundo de Investimento em Participações Energia PCH, que tem como cotistas fundos de previdência privada no Brasil. O fundo é gerido pela Infra Asset Management Ltda. Outro acionista na Juruena é a Linca Participações, sociedade entre as empresas Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragens Ltda[149]. O BNDESPAR aparece nesse grupo em decorrência da participação que detém na AES Tiête.

As demais empresas têm menor participação, tanto em número de projetos como em capacidade instalada. Os participantes dessa categoria atuam predominantemente a partir do **regime de produção independente**, pois 89 empreendimentos, ou seja, 95% dos projetos. Do total analisado em que se identificam as empresas relacionadas a atividades de serviços financeiros, 84 PCHs, ou seja, 89% entraram em operação após 2004, o que evidencia que tais empresas passaram a atuar na geração elétrica por meio de PCHs em decorrência das possibilidades abertas pelas alterações no marco regulatório, do Proinfa e do PAC.

### vii) Fundos de pensão

Os fundos de pensão estão presentes em 39 empreendimentos, ou 8,6% das PCHs em operação, responsáveis por 12,4% do total instalado. Os que têm maior participação são os relacionados à CPFL Energia: Previ, Fundação Cesp, Sistel e Sabesprev, que fazem parte da estrutura acionaria da CPFL Energia, controladora da CPFL Energias Renováveis. Esses fundos estão presentes em 30 PCHs. Os demais são o Previ, que está presente também por meio da Neoenergia e detém 6 empreendimentos e a Funcef com 3 empreendimentos, que participa através da Stratkraft Energias Renováveis.

---

[149] De acordo com o sítio eletrônico da empresa disponível em http://www.juruenasa.com.br/conteudoAberto.aspx?idMenuTop=4&idAreaAberta=12&titulo=Acionistas

Doze empreendimentos da CPFL Energia são anteriores ao marco regulatório de 2004. Os empreendimentos do Previ, através da Neoenergia, ocorrem em concomitância ao processo de expansão setorial, sendo apenas uma PCH em operação antes de 2004, e se refere a uma aquisição; as demais entraram em operação entre 2009 e 2013. A Funcef atua através da Statkraft Energias Renováveis.

Em linhas gerais, a participação de fundos de pensão em PCHs se realiza pelo fato de os mesmos estarem presentes na estrutura societária de empresas de energia, não ocorrendo por meio de uma participação direta em investimentos de PCHs. Predomina neste segmento o regime de produção independente, que ocorre em 31 empreendimentos.

**viii) Mineração**

A primeira usina hidrelétrica instalada no Brasil teve como finalidade abastecer a atividade mineradora em Diamantina, em fins do século XIX (LIMA, 2008). A autoprodução, que vigorou no início da geração hidrelétrica para abastecer a mineração, ainda predomina nos dias atuais, regime de produção que vigora em 58,3% das PCHs relacionadas a esse ramo de atividade.

Atualmente, as atividades relacionadas à mineração estão presentes em 8% das PCHs em operação no país e respondem, em termos de capacidade instalada, por 3,7% do total de pequenas centrais hidrelétricas (**Tabela 7.7**). Quanto ao início das operações, apenas cinco entraram em operação após 2004, sendo muitas delas antes da segunda metade do século XX.

A Mineração Santa Elina está presente em 8 empreendimentos, que respondem por 63,18 MW. A Vale (ex-Companhia Vale do Rio Doce), com significativa presença em UHEs, que detém a concessão de duas pequenas centrais hidrelétricas, ocupando a segunda posição quanto a capacidade instalada. Os projetos se localizam no Sudeste e foram instalados em períodos anteriores à década de 1990. A análise permite verificar que não houve expansão da geração de energia elétrica por meio da atuação de empresas de mineração e siderurgia.

**Tabela 7. 7 - Participação das empresas de mineração e siderurgia em pequenas centrais hidrelétrica, 2015**

| Mineração | PCH* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Mineração Santa Elina Indústria e Comércio S/A | 8 | 1,8 | 63,18 | 1,3 |
| Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S.A | 6 | 1,3 | 12,85 | 0,3 |
| Maringá Ferro Liga S.A. | 5 | 1,1 | 10,9 | 0,2 |
| Ferros Ligas Piracicaba Ltda. | 4 | 0,9 | 13,95 | 0,3 |
| Mineração Nova Trento Ltda. | 3 | 0,7 | 10,02 | 0,2 |
| Vale S.A. | 2 | 0,4 | 39,91 | 0,8 |
| Arcelormittal Brasil S.A. | 2 | 0,4 | 11,88 | 0,2 |
| Cia Brasileira de Alumínio | 2 | 0,4 | 5,24 | 0,1 |
| AMG Mineração S.A. | 1 | 0,2 | 4,2 | 0,1 |
| Fertiligas Indústria e Comércio | 1 | 0,2 | 2,03 | 0,0 |
| Companhia de Nickel do Brasil | 1 | 0,2 | 1,32 | 0,0 |
| GRUPO AVG | 1 | 0,2 | 1,56 | 0,0 |
| **Total Mineração** | **36** | **8,0** | **177,04** | **3,7** |
| **Total Geral** | **451** | **100,0** | **4.777,01** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria conforme informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração (BIG) e Cadeia Societária dos projetos, ambo da ANEEL. *Tratam-se dos projetos classificados como “Pequenas Centrais Hidrelétricas” por parte do BIG.

### ix) Outros ramos de atividade

Além dos setores analisados, estão presentes em menor participação como concessionárias de pequenas centrais hidrelétricas empresas relacionadas à agricultura, indústria têxtil, indústria de papel e celulose, indústria de cimento, varejistas, empresas de turismo, entre outras. Considerados em conjunto, são 65 empreendimentos responsáveis por 444,93 MW ou 9,3% da capacidade instalada em PCHs. Desses, 27 empreendimentos (41,5%) atuam como autoprodutores e estão relacionados às atividades de papel e celulose, têxtil, agricultura, fabricação de cimento, madeireiras, indústria de alimentos e metal mecânica. Outros 38 (58,5%) projetos atuam como produtores independentes de modo a venderem a energia produzida no mercado, seja o regulado, seja o livre.

No que se refere à agricultura, são 9 empreendimentos com capacidade instalada total de 113,27 MW, ou 2,4% do total proveniente de PCHs. Destacam-se nesse ramo da economia a Amaggi Exportação e Importação Ltda. relacionada ao agronegócio, tendo diversificado suas atividades para a produção de soja com atuação também nos setores de mineração, navegação e energia.

No setor de energia, a Amaggi detém cinco empreendimentos, que totalizam 69,67 MW. Os empreendimentos foram instalados entre 2003 e 2013, em Mato

Grosso, estado de origem da empresa, e atuam em regime de produção independente.

A CR3 Agropecuária e Participações S.A. participa em dois empreendimentos que produzem 34,9 MW. As demais empresas com menores participações são o Grupo Giobbi e a Usina Trapiche S.A., que somam 8,7 MW de capacidade instalada por meio de PCHs. A Usina Trapiche S.A., relacionada à produção de açúcar e etanol, atua em regime de autoprodução, já o Grupo Giobbi, também relacionada à produção de açúcar e etanol, atua em regime de produção independente.

Quanto à indústria têxtil, identificam-se duas empresas, Companhia Tecidos Norte de Minas – Coteminas, com quatro PCHs, que produzem 7,07 MW; e a Companhia Industrial Aliança Bondepachense –CIAB, com uma PCH 1,54 MW por meio de uma PHC. Ressalta-se que todas as PCH estão localizadas na região Sudeste, em Minas Gerais e atuam no regime de autoprodução. As PCHs foram instaladas em período anterior às reformas setoriais da década de 1990.

A indústria de papel e celulose está presente em 11 empreendimentos, que totalizam 46,44 MW. Destacam-se as empresas Klabin S.A. e Companhia Brasileira de Papel com empreendimentos que geram 18,16 MW e 9,84MW, respectivamente, ou 60% do total instalado com a participação desse ramo da economia. Todos os empreendimentos relacionados à indústria de papel e celulose atuam em regime de autoprodução, e não se referem a projetos instalados após as reformas setoriais. Exceto a PCH da empresa Jari Celulose, Papel e Embalagens, as demais estão localizadas na região Sul e referem-se às empresas Celulose Irani S.A.; Santa Clara Indústria de Cartão Ltda.; Sengés Papel e Celulose Ltda.; Bragagnolo Papel e Embalagens; e as já mencionadas Klabin e Cia Brasileira de Papel.

Com relação à indústria de cimento, identificam-se duas empresas com dois empreendimentos cada: Cimento Rio Branco S.A. e Lafarge Brasil S.A. Assim como ocorre com a indústria de papel e celulose e têxtil, a indústria de cimento atua como autoprodutora, sendo que os empreendimentos foram instalados em período anterior às reformas setoriais.

Por fim, na diversidade que marca os ramos da economia que atuam na geração de energia elétrica por meio de PCHs, destacam-se ainda as madeireiras Madeira Santa Maria e Adami Madeiras; o grupo varejista Havan; as empresas de alimentos Brasil Foods e a Itaiquara Alimentos S.A.; e a empresa automobilística

Volkswagen. As madeireiras e as empresas relaciondas à indústria de alimentos atuam como autoprodutores. As demais controlam empresas de energia e atuam como produtores independentes[150].

Além das mencionadas empresas, atuam como agente gerador no âmbito das Pequenas Centrais Hidrelétricas cooperativas de geração e desenvolvimento, e pessoas físicas, como proprietárias ou como sócias nos empreendimentos. As cooperativas estão presentes em 20 empreendimentos, responsáveis por gerar 132,45 MW, o que corresponde a 2,8% do total gerado por PCHs em operação. Ainda que com pequena participação, as cooperativas se destacam por estarem todas localizadas na região sul, não sendo identificada a participação em outras regiões. As cooperativas detêm a concessão ou são sócias nos projetos, sendo o regime predominante o de produção independente.

Com relação à presença de pessoas físicas como sócias de empreendimentos de PCHs, as mesmas são identificadas em 91 empreendimentos, com potência instalada de 772,49 MW, ou 20% do número de empreendimentos ou 16% da capacidade instalada em PCHs em operação. Essa participação não é identificada em usinas hidrelétricas e eólicas, em que a participação ocorre predominantemente por meio de pessoas jurídicas.

A pluralidade de agentes setoriais se revela significativa na análise das PCHs, se comparada às demais fontes analisadas, as usinas hidrelétricas e os parques eólicos. Tal pluralidade se expressa tanto em termos de atividades econômicas, dada a diversidade de setores que se tornaram agentes setoriais, quanto na participação de pessoas físicas como proprietárias de PCHs.

Verifica-se que as PCHs que operam em regime de produção a autoprodução estão relacionadas às atividades econômicas de mineração e siderurgia, têxtil, indústria de cimento, madeireiras, agricultura, papel e celulose, com contratos de concessão anteriores às reformas setoriais. Tais setores caracterizam-se por serem eletrointensivos, razão pela qual a redução de custos de produção passar pela autoprodução de energia elétrica. Por outro lado, quando se analisam os empreendimentos instalados a partir de 2004, verifica-se o predomínio da atuação sob

[150] A Adami Madeiras atua como produtor independente em uma empresa de energia em sociedade com a ex-Densevix e atual Statkraft.

o regime de produção independente, nos empreendimentos instalados a partir das políticas setoriais de diversificação da matriz energética brasileira.

Ainda que a autoprodução seja identificada principalmente nas concessões anteriores ao marco regulatório de 2004, e seja o regime de produção mais presente em PCHs do que nas demais fontes analisadas, pois 14,4% das PCHs estão sob esse regime contra 8,1% quando se trata de UHEs, as reformas setoriais resultaram na relevância do regime de produção independente, ou seja, a produção e venda por conta e risco para o mercado de energia.

À luz do marco teórico analisado, as políticas setoriais relacionadas às PCHs contribuíram para a incorporação de diversas frações de capital na dinâmica de acumulação propiciada pela expansão setorial, não apenas por permitir a ampliação da energia elétrica, o que viabiliza o desenvolvimento econômico, mas por propiciar que o setor elétrico se tornasse um espaço para a diversificação de grupos econômicos, inclusive de médio e pequeno porte, que se tornaram agentes de geração setorial sob o regime de produção independente. Ainda, evidencia-se na geração de PCHs a atuação de setores eletrointensivos sob o regime de autoprodução, como ocorre na mineração, siderurgia, fabricação de cimento e outras atividades industriais.

As PCHs revelam que mesmo que haja maior participação do capital privado enquanto concessionário dos projetos, isso não significa que nessa atividade o Estado seja apenas coadjuvante ou mesmo complementar. Ao contrário, a atuação estatal viabilizou o mercado criando as condições para que o capital encontrasse na atividade de geração via pequenas centrais hidrelétricas, ambiente propício para a acumulação. Além do financiamento do BNDES, que será analisado no capítulo 8, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Prionfa) e o Programa de Aceleração do Crescimento, as flexibilizações na legislação ambiental que regulamentam as PCHs e os incentivos fiscais evidenciam o protagonismo do Estado mesmo em uma atividade marcada pelos investimentos privados.

## 7.2 Parques Eólicos

A expansão de energia elétrica por meio da fonte eólica insere-se na estratégia, levada a cabo pelo governo federal, de promover, assim como no caso das PCHs, a diversificação da matriz energética. O Plano Decenal de Expansão de 2006, elaborado

após o marco regulatório de 2004 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), afirma que

> O desenvolvimento da energia eólica, no Brasil, tem ocorrido de forma gradual e consistente e está em consonância com a diretriz do Governo Federal de diversificação da Matriz Energética, bem como valorizando as características e potencialidades regionais na formulação e implementação de políticas energéticas (BRASIL, 2006).

O potencial eólico do país foi levantado pelo Atlas do Potencial Eólico do Brasil, elaborado pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL, 2001), e identificou 143,5 GW de potência, divididos regionalmente da seguinte forma: Nordeste, com 75 GW; Sul, com 29,7GW; Norte, com 22,8 GW; Sudeste, com 12,8 GW e Centro-Oeste, 3,1 GW. O principal incentivo legal para a exploração desta fonte de energia viria com o estabelecimento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa, que contemplou, como já mencionado, as fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABBEólica), o Proinfa teve como consequência abrir caminho para fixar a indústria de componentes e turbinas eólicas no país, o que poderá ser verificado quando da análise da origem das turbinas e as empresas se instalaram em território nacional.

A EPE (2015) afirma que

> a geração eólica tem apresentado participação crescente nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que estes empreendimentos atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para o atendimento deste mercado. Dessa forma, esta fonte, ainda com grande potencial a ser explorado, se consolida como um dos principais componentes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil (EPE, 2015, p. 91).

Em 2009, ocorreu o primeiro leilão de comercialização exclusivo para a geração eólica no país, no âmbito do segundo Leilão de Energia de Reserva (LER), seguido de outros que, apesar de não terem sido exclusivamente para as fontes eólicas, continuaram a ampliar a geração por meio desta fonte. Ao final de 2015, 6,2% de geração de energia elétrica era proveniente das plantas eólicas (ABEEólica, 2016). Concorreu para este cenário a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com linhas de financiamento específicas para fontes

renováveis (hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar), no âmbito do Finem[151], com o intuito de promover a diversificação da matriz energética.

Em 2012, entre as linhas de apoio e programas elaborados pelo BNDES com o intuito de colaborar com a diversificação da matriz energética e o desenvolvimento tecnológico setorial, no que se refere especificamente à energia eólica, o banco aprovou a metodologia específica para credenciamento e apuração do conteúdo local para aerogeradores, estabelecendo metas físicas divididas em etapas, que deverão ser cumpridas pelos fabricantes, de acordo com um cronograma previamente estabelecido. O objetivo da metodologia é aumentar gradativamente, o conteúdo local dos aerogeradores, por meio da fabricação no país de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão de obra.

Em março de 2016, eram 346 usinas com capacidade instalada de 8.400,82 MW[152], próximo ao das UHEs Tucurui I e II, com capacidade instalada de 8.535 MW, conforme o Banco de Informação de Geração (BIG/ANEEL).

De acordo com relatório do Programa das Nações Unidas para Meio Ambiente (PNUMA), em 2015, os investimentos globais em energias renováveis atingiram 286 bilhões de dólares, sem considerar as grandes hidrelétricas. Em termos de capacidade instalada, as fontes renováveis acrescentaram 134 GW em 2015, em todo o mundo.

Em termos de investimentos, em 2015 foram investidos US$ 286 bilhões nas energias consideradas renováveis, de maneira que o ano de 2015 teria sido aquele em que os denominados países em desenvolvimento investiram mais do que os países desenvolvidos, estando o Brasil entre os dez maiores investidores do mundo em energia renováveis. Brasil, China e Índia investiram somados US$ 120,2 bilhões. Há, porém, uma discrepância entre os “três gigantes”, visto que desse total, US$ 100 bilhões responde à fatia chinesa. Já o Brasil responde por US$ 7 bilhões do total

---

[151] Apoio a empreendimentos de valor igual ou superior a R$20 milhões.

[152] Conforme verificado no Banco de Informação de geração: Eólicas em operação. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Combustivel&principal=E%25F3lica, em 18 de março de 2016. Ressalta-se que é constante a atualização do banco referente ao número de usinas e a capacidade instalada. A ABEEólica identifica 360 usinas eólicas instaladas, responsáveis por 8.980 MW. A capacidade em construção é de 9.810 MW (ABEEólica, 2016).

investido em energias renováveis, sendo que US$ 5,2 bilhões foram destinados para as eólicas, o que levou a um acréscimo de 2 GW no país em 2015 (ONUBR, 2016)[153].

No que se refere ao papel do BNDES, o relatório afirma que se trata do quarto banco de desenvolvimento mais ativo no mundo no setor de financiamento de projetos de energia limpa, tendo emprestado U$S1,8 bilhões para iniciativas em energia eólica, segundo a instituição informada ao PNUMA.

Dada a relevância que as fontes eólicas têm alcançado na matriz elétrica brasileira, a presente seção irá analisar, a partir da cadeia societária dos empreendimentos eólicos, os ramos da economia presentes neste setor, a localização regional das plantas e as empresas que passaram a atuar na geração elétrica por meio desta fonte. Ainda, identificará a origem das turbinas eólicas com o intuito de compreender em que medida o setor tem colaborado para a inserção produtiva de maior valor agregado da economia brasileira. A análise foi realizada em 305 empreendimentos eólicos, com capacidade instalada total de 7.512,7[154]. A análise corresponde a 88,4% do número total de projetos eólicos em operação e 89,4% da capacidade instalada por esses projetos.

Dentre os projetos eólicos, 30% dos que estão em operação analisados foram apoiados Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e 32% foram identificados como sendo beneficiários de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

### i) Parques eólicos por região

Como pode ser verificado na **Tabela 7.8,** a região Nordeste é a que concentra a maior quantidade de empreendimentos eólicos, respondendo por 75,1% do número de plantas. Em termos de capacidade instalada, 76,5% do total gerado a partir dessa fonte encontra-se nessa região. Em seguida vem a região Sul, com 22,3% dos empreendimentos instalados, que respondem por 21,3% do total gerado a partir de usinas eólicas.

---

[153] De acordo com reportagem intitulada “Brasil é um dos dez maiores investidores em energia renovável do mundo, aponta relatório do PNUMA”, de 30/03/2016. Disponível em https://nacoesunidas.org/brasil-e-um-dos-dez-maiores-investidores-em-energia-renovavel-do-mundo-aponta-relatorio-do-pnuma/

[154] Projetos informados pelo Banco de Informação de Geração em 18/02/2016. A diferença entre o analisado e o total gerado decorre da entrada em operação de novos projetos o que leva a uma atualização constante por parte da ANEEL.

**Tabela 7. 8 - Distribuição regional dos parques eólicos, 2016**

| Eólica por Região | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| NE | 229 | 75,1 | 5.746,8 | 76,5 |
| Sul | 68 | 22,3 | 1.598,1 | 21,3 |
| Não identificado | 7 | 2,3 | 139,8 | 1,9 |
| SE | 1 | 0,3 | 28,1 | 0,4 |
| Total | 305 | 100,0 | 7.512,7 | 100,0 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas” por parte do BIG.

A análise dos empreendimentos eólicos requer a identificação dos estados, visto que há a expressiva concentração territorial dos empreendimentos, em geral nas regiões litorâneas. Conforme a **Tabela 7.9**, em termos de plantas eólicas em operação, na região Nordeste, considerando a amostra, destaca-se o estado do Rio Grande do Norte, com 78 usinas eólicas, que respondem por 2.150,5 MW, ou 28,6% do total gerado por esta fonte.

**Tabela 7. 9 - Distribuição de eólicas por unidades federativas: região Nordeste, 2016**

| Região Nordeste | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| RN | 78 | 25,6 | 2.150,53 | 28,6 |
| BA | 54 | 17,7 | 1.383,85 | 18,4 |
| CE | 48 | 15,7 | 1.330,73 | 17,7 |
| PI | 17 | 5,6 | 473,10 | 6,3 |
| PE | 16 | 5,2 | 288,55 | 3,8 |
| PB | 14 | 4,6 | 85,50 | 1,1 |
| MA | 1 | 0,3 | 0,02 | 0,0 |
| SE | 1 | 0,3 | 34,50 | 0,5 |
| **Total Nordeste** | **229** | **75,1** | **5.746,79** | **76,5** |
| **Total** | **305** | **100,0** | **7.512,70** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

Em seguida está o estado da Bahia, com 54 empreendimentos, 17,7% dos empreendimentos em operação, que respondem por 18,4% da capacidade instalada por esta fonte. Já no estado do Ceará encontram-se 48 empreendimentos, que respondem por 1.330 MW ou 17,7% do total geral, considerado na análise.

No que se refere à região Sul, que se destaca como sendo a segunda região com maior oferta de energia eólica, os parques de geração estão distribuídos da seguinte maneira (**Tabela 7.10**):

**Tabela 7. 10 - Distribuição de eólicas por unidades federativas: região Sul**

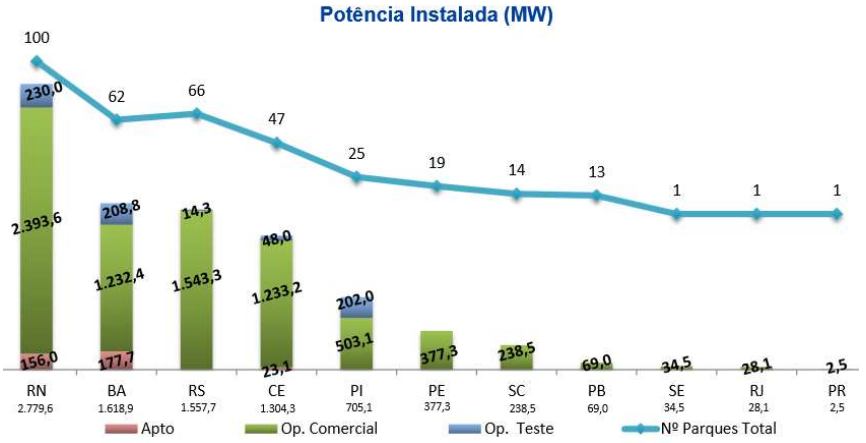
| Região Sul | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº Projetos | Distribuição % | MW | Distribuição % |
| RS | 54 | 17,7 | 1.359,2 | 18,1 |
| SC | 13 | 4,3 | 236,4 | 3,1 |
| PR | 1 | 0,3 | 2,5 | 0,0 |
| **Total Sul** | **68** | **22,3** | **1.598,1** | **21,3** |
| **Total** | **305** | **100,0** | **7512,70** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como "Eólicas em operação" por parte do BIG.

O Estado do Rio Grande do Sul detém o maior número de parques eólicos em operação, 54, ou 17,7% do total instalado, que respondem por 18% da capacidade instalada total por meio de eólicas.

Os dados da ABEEólica (2016) se aproximam dos analisados pela pesquisa, que utilizou as informações do Banco de Informação de Geração da Aneel (**Gráfico 7.1**).

**Gráfico 7. 1 - Potência instalada por parques eólicos em operação por unidade da federação**




Fonte: Boletim Informativo. Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2016).

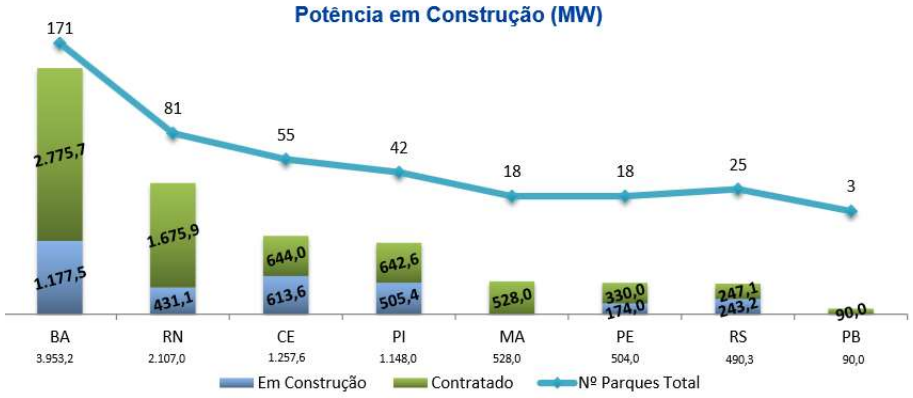
Os parques eólicos foram divididos em três categorias: apto a operar, operando em teste e operando comercialmente[155].

No que se refere a projetos em construção, a ABEEólica considera as plantas contratadas e em construção, que somam 10.200 MW (**Gráfico 7.2**). A relevância da

[155] A análise realizada pela pesquisa refere-se aos dados fornecidos pelo Banco de Informação de Geração (BIG/ANEEL). A atualização constante do Banco de Informação de Geração, da ANEEL, e o fato de serem considerados os parques em operação justificam as divergências entre a ANEEL e a ABEEólica.

região Nordeste se mantém também na expansão setorial via fonte eólica, com destaque para a Bahia.

**Gráfico 7. 2 - Potência instalada por parques eólicos em construção por unidade da federação**




Fonte: Boletim Informativo. Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2016)

Tanto os dados fornecidos pela ABEEólica como os disponibilizados pela ANEEL evidenciam que o Nordeste se consolida como a região especializada nesta fonte de energia na divisão inter-regional do trabalho referente ao setor elétrico. Comparada com a participação da região Nordeste na geração por meio de hidrelétricas, as plantas eólicas estão próximas igualar-se às UHEs em termos de capacidade instalada. Outro aspecto que pode ser constatado é que ainda que já houvesse a característica natural propícia para a exploração desta atividade, a força dos ventos, a mesma só se desenvolveu a partir do planejamento e políticas setoriais do Estado, que viabilizou o mercado para esta fonte, com destaque para a implementação do Proinfa e o PAC, linhas de crédito específicas e alterações no marco regulatório, a partir de 2000. Como se verificará no capítulo em que se analisa o BNDES, os financiamentos destinados a esta fonte aumentaram de maneira crescente.

Por outro lado, ainda que caracterizada como renovável, e de receber a alcunha de energia limpa por não emitir gases de efeito estufa, esta fonte não deixa de acarretar em conflitos ambientais. Estudos realizados no Ceará têm demonstrado que durante o processo de instalação dos aerogeradores, as várias vias de acesso necessárias têm sido construídas em dunas móveis e provocado o soterramento de sistemas lacustres, além de perderem sua função de amenizar processos erosivos (MEIRELLES, 2013). Além disso, os aerogeradores estão sendo implantados em

áreas de usufruto de comunidades tradicionais de pescadores e manguezais provocando a erosão de praias e impactos à biodiversidade.

Com relação aos impactos sociais, Menezes (2013) ressalta o fato de os empregos gerados não ocorrerem na comunidade em que são instalados, ainda que atraiam os trabalhadores, o que acarreta pressão nos serviços para as regiões que os recebem, além de outros problemas como prostituição infantil, gravidez precoce e prejuízos para as atividades de turismo. Embora considere a geração eólica viável, Meirelles enfatiza a necessidade de o Estado definir políticas públicas que articulem o seu desenvolvimento com as dinâmicas regionais.

> Por que não se constroem parques eólicos para, num primeiro momento, levar energia limpa a milhares de comunidades que têm esse potencial instalado no lado das suas residências? (...) A energia pública, limpa e voltada para a produção comunitária seria uma alternativa extremamente importante e produziria um efeito ambiental e social que conduziria realmente a uma produção sustentável de energia (MEIRELLES, 2013).

O caráter público da energia elétrica, tratado pelo pesquisador durante a entrevista citada, é confrontado com o modo como os parques eólicos estão sendo implementados no Brasil, seguindo o modelo de sociedades de propósitos específicos e sob a modalidade de **produção independente**, em que empresas investem por conta e risco para a venda ao mercado de energia, regulado ou livre. Como consequência, a geração eólica obedece antes de tudo à busca por lucros, sem uma articulação com os territórios em que estão inseridos os parques eólicos, que deverão ser adaptados à nova atividade econômica. Ainda que o Estado viabilize o mercado, identifica-se sua ausência no que se refere ao planejamento territorial ou na articulação dos investimentos ao desenvolvimento regional.

A análise da cadeia setorial revela a atuação de empresas multinacionais, estatais, grupos econômicos nacionais e regionais, empresas especializadas em investir em ativos cuja rentabilidade está relacionada às energias renováveis, para o que o Brasil se tornou um ambiente propício. Nesse sentido, as dinâmicas dessas comunidades passam a ser ditadas pelas estratégias de acumulação desses investidores, relacionadas a processos de acumulação externos a esses territórios, reproduzindo no âmbito das eólicas o que marca o histórico do setor elétrico, quando da instalação de grandes projetos hidrelétricos.

A identificação desses agentes, a partir da cadeia societária dos parques eólicos, será realizada a seguir.

### i) Estatais e Empresas de economia mista

As empresas estatais e de economia mista continuam a marcar presença na geração também a partir da fonte eólica, ainda que esta fonte tenha se desenvolvido em termos de mercado apenas a partir de 2004, quando o marco regulatório já incentivava a atração de investimentos privados.

Das 305 plantas eólicas analisadas, em 94 delas estão presentes empresas estatais ou de economia mista, ou controladas por elas, o que corresponde a 30,8% dos projetos em operação. Tais projetos respondem por 32,8% da capacidade de energia eólica produzida (**Tabela 7.11**).

As duas principais empresas são a Eletrosul e a Chesf, empresas controladas pela União que, em sua origem, atuavam apenas nas regiões para as quais foram criadas - região Sul e Nordeste. Ainda que não sejam mais submetidas a essa restrição, como pode ser verificado na análise das UHEs, no caso das eólicas, esse aspecto merece destaque, pois são exatamente as regiões Sul e Nordeste as maiores produtoras de energia eólica, o que sugere que as duas empresas, cujas sedes estão nessas regiões, Florianópolis (SC) e Recife (PE), se articulam regionalmente para o desenvolvimento da energia eólica e, consequentemente, para o desenvolvimento da cadeia produtiva setorial em suas regiões.

A Eletrosul está presente em 27 empreendimentos, que respondem por 8,2% da geração eólica analisada. Em 7 deles a empresa é detentora ela mesma da concessão. Quanto aos demais, foram criadas empresas de participação, quais sejam a Livramento Holding, com a seguinte estrutura acionária: Eletrosul, 52,53%, Fundo de Investimento Rio Bravo Energia I, 41%; e Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social, 6,47%; e as empresas Chuí Holding S.A. e Santa Vitória do Palmar Holding, ambas com a mesma estrutura acionária: Eletrosul 49%; e a Rio Bravo Energia I – Fundo de Investimento em Participações/FIP Rio Bravo, 51%. As três empresas foram criadas em 2011[156].

[156] Conforme disponível no sítio eletrônico da empresa http://www.eolicasdosul.com/financeiro/livramento-holding-s-a/

**Tabela 7. 11 – Participação de Estatais e empresas de economia mista, 2016**

| Estatais/Mistas | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Eletrosul | 27 | 8,9 | 615,1 | 8,2 |
| Chesf | 19 | 6,2 | 520,7 | 6,9 |
| Cemig | 17 | 5,6 | 455,5 | 6,1 |
| CCEE | 13 | 4,3 | 352,9 | 4,7 |
| Copel | 10 | 3,3 | 234,2 | 3,1 |
| Petrobras | 4 | 1,3 | 79,8 | 1,1 |
| Furnas/Eletronorte | 3 | 1,0 | 183,7 | 2,4 |
| Petrobras/Eletrobas | 1 | 0,3 | 26,0 | 0,3 |
| **Total Estatais/Mistas** | **94** | **30,8** | **2.467,9** | **32,8** |
| **Total geral** | **305** | **100,0** | **7.512,7** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

Nos empreendimentos com envolvimento da Eletrosul, as turbinas utilizadas são principalmente a da empresa espanhola Gamesa, seguida das alemãs Enercon (Wobben) e Siemens, e a americana, GE.

Em seguida, identifica-se a presença da empresa federal Chesf em 19 empreendimentos, que respondem por 6,9% da capacidade instalada por esta fonte de energia. Em todas elas a empresa participa em sociedades de propósito específico com empresas de capital nordestino, a pernambucana Brennand Energia S.A. e a empresa Casa dos Ventos, do grupo cearense Mario Araripe[157]. Neste último arranjo societário, participa ainda a multinacional Contour Global. A atuação do grupo Brennand se realiza em SPEs com a Chesf. No que se refere às turbinas dos aerogeradores, foram identificados nos projetos com a presença da estatal Chesf as seguintes marcas: Vestas (Dinamarca); Acciona (Espanha); e Enercon (Alemanha).

A presença da empresa de economia mista Cemig foi identificada em 17 empreendimentos, responsáveis por 455,5 MW ou 6% da capacidade instalada proveniente de eólicas em operação. Em 3 empreendimentos, a Cemig participa em Sociedade de Propósito Específico com a empresa Energimp, do grupo argentino

[157] Mario Araripe é engenheiro pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA). Após se formar, trabalhou na empresa do sogro, Têxtil Bezerra de Menezes. Em 1994 fundou a construtora Colmeia e em 1997 tornou-se proprietário da fabricante de automóveis Troller, montadora cearense de jipes 100% nacional. Em 2006 vendeu a empresa para a Ford e em 2007 fundou a Casa do Ventos, especializada em desenvolver projetos eólicos e vender os empreendimentos em diferentes fases de implantação, o que já ocorreu com 70% dos projetos. Ao longo de quase 10 anos, participou de um terço do potencial instalado no país (REVISTA EXAME, 2016).

IMPSA. Nos demais projetos, a Cemig participa através da Renova Eólica Participações, que tem entre seus sócios a Cemig (36,81%), a Light (21,35%), controlada pela Cemig, e RR Participações[158] (24,84%). A atuação da Cemig se realiza na região Nordeste. No que se refere às eólicas em sociedade com a Energimp, as turbinas instaladas são do mesmo grupo, IMPSA[159].

A empresa de economia mista Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, está presente na geração eólica, realizada em sua totalidade no referido estado. São 13 empreendimentos que respondem por 4,7% do total gerado por esta fonte. Todos os empreendimentos são em sociedades de propósitos específicos com as empresas estrangeiras, a espanhola Enerfín (Elecnor) e a alemã Enercon, fabricante das turbinas Wobben, o que faz com que os empreendimentos tenham esse fornecedor.

Na análise das estatais e empresas de economia mista há ainda as empresas do Grupo Eletrobrás, Furnas e Eletronorte em sociedade com a empresa de construção civil J. Malucelli, além das *holdings* Eletrobrás e Petrobrás. Furnas e Eletronorte atuam em sociedades de propósitos específicos (SPEs) e estão presentes em 3 empreendimentos, com capacidade instalada de 183,7 MW, ou 2,4% do total instalado pela fonte eólica. O fornecedor das turbinas foi a empresa francesa Alston.

Eletrobrás e Petrobrás, juntas, totalizam a capacidade instalada de 104,8 MW, o que responde por 1,4% do total proveniente dessa fonte. Atuam no Rio Grande do Norte e tem como fornecedoras a alemã Enercon (Wobben). A Petrobrás atua em sociedade de propósito específico com a empresa Wobben Windpower (grupo Enercon) e com a empresa Alubar Energia, relacionada à metalurgia.

### ii) Multinacionais

As multinacionais estão presentes em 106 usinas eólicas, o que corresponde a 34,8% do total de plantas, com 2.500 MW, isto é, 33,3% da capacidade instalada total proveniente desta fonte (**Tabela 7.12**).

---

[158] A Renova foi fundada em 2001, com atuação em eólicas, PCHs e solar e tem como sócios fundadores Ricardo Delneri e Renato Amaral (RR Participações).
[159] Para os outros projetos não foram identificadas a empresa fornecedora das turbinas.

**Tabela 7. 12 - Participação das empresas multinacionais nos parques eólicos, 2016**

| Multinacionais | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| IMPSA | 18 | 5,9 | 436,1 | 5,8 |
| Elecnor/Enercon | 13 | 4,3 | 352,9 | 4,7 |
| Contourglobal do Brasil Holding Ltda | 11 | 3,6 | 335,5 | 4,5 |
| Pacific Hydro Energia do Brasil Ltda. | 11 | 3,6 | 58,2 | 0,8 |
| Enel Green Power Brasil Participações Ltda | 8 | 2,6 | 222,7 | 3,0 |
| Gestamp | 8 | 2,6 | 107,4 | 1,4 |
| Iberdrola | 7 | 2,3 | 217,5 | 2,9 |
| Voltalia | 7 | 2,3 | 183,0 | 2,4 |
| GDF Suez | 6 | 2,0 | 159,0 | 2,1 |
| Servinoga (Nogar) | 6 | 2,0 | 180,0 | 2,4 |
| Enercon | 5 | 1,6 | 69,4 | 0,9 |
| CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA LTDA | 3 | 1,0 | 83,8 | 1,1 |
| Statkraft Energias Renováveis S. A. | 3 | 1,0 | 94,6 | 1,3 |
| **Total Multinacionais** | **106** | **34,8** | **2.500,2** | **33,3** |
| **Total geral** | **305** | **100,0** | **7.512,7** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

Em termos de capacidade instalada, destaca-se a IMPSA – Indústrias Metalúrgicas Percarmona S.A., fundada em 1965, na Argentina. A partir da década de 1990, a empresa inicia pesquisas sobre energia eólica, atuando na produção de aerogeradores. De acordo com o sítio da empresa, em 2007, foi fechado um acordo entre a IMPSA e a Caixa Econômica Federal para produzir energia eólica para a Eletrobrás, a partir de 2008[160]. A IMPSA está presente na cadeia societária de 18 parques eólicos, para os quais fornece os aerogeradores, respondendo por 5,8% da capacidade instalada por plantas eólicas.

As empresas Elecnor e Enercon, que em sociedade estão presentes em 13 empreendimentos responsáveis por 352,9 MW – 4,7% da eólica instalada. A Elecnor atua na geração eólica no Brasil através da empresa Enerfín do Brasil Sociedade de Energia Ltda. A empresa, de capital espanhol, iniciou suas atividades no país em 1979, no mercado elétrico; na década de 1990, passou a trabalhar para a Iberdrola, na Bahia e, em 2004, inicia sua atuação na geração eólica, a partir de sua filial Enerfín[161].

[160] Conforme disponível em http://www.impsa.com/pt/SitePages/IMPSA.aspx
[161] Conforme disponível em http://www.elecnor.com.br/br/conheca-nos/um-pouco-de-historia/

Já a empresa Enercon está presente em 18 empreendimentos, considerando os projetos em que está em sociedade com a Elecnor, o que faz com que a presença da empresa ocorra em projetos que totalizam 422,3 MW. Em termos de capacidade instalada corresponde a 5,6% do total analisado. A empresa, de capital alemão, é produtora de aerogeradores e desde 1996 atua no Brasil, através de uma planta industrial na cidade de Sorocaba, São Paulo. Em todas as plantas eólicas de que participa como sócia é fornecedora das turbinas geradoras Wobben[162].

A Countour Global é uma empresa de capital estadunidense, que atua no país através de 11 empreendimentos eólicos, que respondem por 4,5% do produzido por essa fonte. Sua atuação se realiza em parceria com a brasileira Casa dos Ventos, do Grupo Mario Araripe e a estatal federal Chesf, como mencionado anteriormente. A tecnologia utilizada nos aerogeradores é a General Electric – GE, conforme divulgado no sítio eletrônico da empresa.

O grupo Enel atua no país através da Enel Green Power Brasil Participações Ltda. A empresa, de origem italiana, está presente nos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, além de atuar também na geração de pequenas centrais hidrelétricas. As atividades no país se iniciaram no processo de privatização que culminou, sobretudo, na venda de empresas de distribuição. Através da empresa Enersis, o grupo Enel controla duas empresas de distribuição, a Ampla, no Rio de Janeiro, e a Coelce, no estado do Ceará.

No que se refere à energia eólica, a empresa está presente em 8 empreendimentos, responsáveis por 3 % do que é gerado pela fonte eólica. Quanto às turbinas, em apenas dois empreendimentos form identificadas: da marca Siemens. A Enel não atua na fabricação de aerogeradores.

A espanhola Iberdrola está presente tanto como Iberdrola Renováveis do Brasil, quanto como Neoenergia, inclusive ambas, do mesmo grupo, são sócias em três empreendimentos. No total, a Iberdrola está presente em 7 empreendimentos, que respondem por 2,9% da capacidade instalada por meio de eólicas. A empresa utiliza as turbinas da espanhola Gamesa.

A Voltalia é uma empresa da Guiana Francesa que começou suas atividades de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em 2004, naquele

[162] Conforme disponível em http://www.enercon.de/en/company/history/

território. No Brasil, as atividades de geração começaram em 2014, tendo a estatal Chesf e a empresa brasileira de engenharia civil Encalso, como sócias em 5 empreendimentos. O sítio eletrônico da empresa[163] ressalta ainda que outros parceiros de capital intensivo, bancos, parceiros operacionais e públicos contribuíram com seu desenvolvimento no país. No total, a Voltalia está presente em 7 projetos eólicos, responsáveis por gerar 2,4% da capacidade eólica instalada.

Outra empresa multinacional presente, ainda que em escala bem inferior à sua participação no subsetor de hidroeletricidade, é a GDF Suez. A belgo-francesa GDF Suez, recentemente renomeada Engie, atua através da empresa Tractebel Energias Renováveis. A GDF Suez (Engie) utiliza em suas plantas a tecnologia Wobben, da alemã Enercon.

A empresa espanhola Servinoga, do grupo Nogar[164], está presente em 6 empreendimentos, que respondem por 2,4% da capacidade instalada por eólicas. A presença da Servinoga decorre da participação na estrutura societária da empresa Atlantics Energias Renováveis, juntamente com a empresa brasileira Pattac S.A. Já o grupo Gestamp, de origem espanhola, também está presente na geração eólica brasileira através da Gestamp Eólicas Promociones, na região Nordeste (Pernambuco, Bahia e Rio Grande do Norte). A tecnologia utilizada nos aerogeradores é da empresa dinamarquesa Vestas.

As multinacionais Statkraft, por meio da Statkraft Energias Renováveis (ex-Desenvix) e a China Three Gorges, através da EDP Renováveis Brasil, também são agentes de geração eólica, ainda que com participações menores, se comparada com suas participações na geração hidrelétrica. As turbinas utilizadas pelas empresas são provenientes da Wobben (Enercon) e IMPSA, por parte da EDP e a chinesa Sinovel e a francesa Alston, por parte da Desenvix. Quanto a Sinovel, destaque-se que o empreendimento em que foram instaladas as turbinas foi financiado pela China

---

[163] Disponível em http://www.voltalia.com/pt/o-grupo/historico_175.html

[164] Empresa espanhola familiar fundada por Ceferino Nogueira Rodriguez, em 1942, dedicada às atividades portuárias, logísticas e comerciais. A diversificação das atividades da empresa se deu na atuação em atividades imobiliárias e na produção de energias renováveis. Em 2010, funda a Atlantic Energias Renovables, que atua no Rio Grande do Norte, Bahia, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Disponível em http://gruponogar.es/actividades/renovables/ Acesso em maio de 2016.

Development Bank, o que justifica a aquisição da tecnologia chinesa, como parte da política de financiamento do banco chinês[165].

Por fim, a empresa com menor participação na capacidade instalada entre as multinacionais é a Pacific Hydro Energia do Brasil Ltda. A empresa, subsidiária do Fundo de Infraestrutura Australiano, foi fundada em 1992 e está presente em empreendimentos no Brasil com 58 MW de capacidade instalada na Paraíba.

No que se refere à participação de empresas multinacionais em sociedade com as estatais, a articulação ocorre em 29 dos 305 projetos analisados e responde por 803 MW de capacidade instalada, o que corresponde a 10,7% da capacidade instalada via eólicas analisadas. Se considerada o total da capacidade instalada por meio de empreendimentos com a presença de multinacionais, a parceria entre multinacionais e estatais ocorre em 27,4% dos empreendimentos, que respondem por 32% da capacidade instalada, via multinacionais, ou seja, um terço da capacidade instalada via multinacionais ocorrem em parceria com as estatais. Com relação ao BNDES, em 54% dos empreendimentos identifica-se o financiamento do BNDES. Tais empreendimentos respondem por 55% da capacidade instalada com a presença de multinacionais.

Destaca-se a importância dos recursos do banco estatal para as estratégias de negócios das empresas multinacionais atuantes na indústria mundial de energia eólica, evidenciando a importância do mercado brasileiro enquanto espaço de acumulação para capitais externos via financiamento estatal. Tal aspecto fica mais evidente quando da análise dos fornecedores de aerogeradores.

A análise com relação às multinacionais que atuam na geração elétrica por meio de plantas eólicas contemplou também a cadeia produtiva setorial, tomando como referência os fornecedores de aerogeradores. A partir de 2012, o BNDES condicionou os financiamentos setoriais a aumentarem gradativamente o conteúdo local nos produtos, estabelecendo critérios a serem aplicados progressivamente com o intuito de ampliar o caráter local dos componentes envolvidos no projeto eólico.

Os fabricantes devem se enquadrar em três dos quatro critérios estabelecidos: i) fabricação das torres no Brasil, em unidade própria ou de terceiros, de pelo menos

---

[165] De acordo com a reportagem de 29 de janeiro de 2013, disponível em http://www.businessreviewbrasil.com.br/assuntodedinheiro/767/Desenvix-inaugura-Parque-Eoacutelico-em-Sergipe

70% em peso das chapas de aço fabricadas no país ou concreto armado de procedência nacional; ii) fabricação das pás no Brasil em unidade própria ou terceiros; iii) montagem do cubo no Brasil em unidade própria, com fundido de procedência nacional (fundido, usinado e pintado no país); e iv) montagem da nacele[166] no Brasil em unidade própria (BNDES, 2012).

Ao ser questionado sobre a política de conteúdo local no setor de geração de energia eólica, Mário Bernardini, diretor da Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos à época, em entrevista concedida a revista Carta Capital (n° 862, de 12 de agosto de 2015), afirma que

> A política do Ministério de Minas e Energia foi absolutamente contrária à indústria nacional. Felizmente, o BNDES há três anos criou uma política de financiamento que tornou o produto local capaz de concorrer com o importado. Alongou o prazo de financiamento e possibilitou um custo que, trazido ao valor presente, tornava competitivo o aerogerador nacional, antes entre 20% e 25% mais caro que o importado por causa do custo Brasil. Isso mudou completamente o jogo. A contrapartida do financiamento foi uma nacionalização progressiva do produto, feita de forma inteligente de modo a promover principalmente os elementos de maior valor agregado. Três anos depois, o resultado dessa política é brilhante. Temos uma indústria de aerogeradores que atende plenamente à demanda nacional e, com o câmbio a 3,50 ou 3,60, poderia exportar. O setor tem entre 20 e 30 empresas com 40 mil empregados qualificados e bem remunerados e instala de 2 mil a 3 mil aerogeradores por ano, completamente nacionais (BERNARDINI, 2015).

Além da importância do BNDES para o desenvolvimento da indústria de aerogeradores no país, a citação revela certa discordância entre duas instituições estatais, o Ministério de Minas e Energia e o BNDES, na condução da política setorial, indicando certa autonomia do banco quando da proposição de linhas de financiamento, que concilie a expansão setorial com a uma política de conteúdo local. Tal aspecto expressa o fato de o BNDES ter estado vinculado, no período em que se estabeleceu essa política, ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), o que permitiu articular as decisões do banco às políticas relacionadas ao desenvolvimento industrial e à inserção internacional do país.

Com essa política, o Estado via BNDES buscou integrar ao circuito de acumulação propiciado pelos investimentos eólicos a indústria nacional. O desafio é a participação de empresas nacionais na produção e controle da tecnologia que

---

[166] Processo que recebe de forma desagregada seus componentes, os quais serão montados em peças estruturais principais (fundidas e/ou caldeiradas) e que, ao término da montagem, constituição a nacele acabada, testada e pronta para utilização. As regras para a nacionalização da cadeia produtiva estão disponíveis em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/credenciamento_aerogeradores_anexo1.pdf

envolve a geração eólica. Ainda que tenha havido o estabelecimento de uma indústria de aerogeradores promovidas pela ação do banco estatal, verifica-se que essa indústria é dominada pela presença de multinacionais. A **tabela 7.13** identifica os fornecedores em relação ao número de parques eólicos implementados.

**Tabela 7. 13 - Participação de fornecedores de aerogeradores na capacidade instalada, 2016**

| País de Origem | Fornecedor | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Nº | % | MW | % |
| Alemanha | Enercon | 51 | 22,5 | 1.046,3 | 18,8 |
| | Siemens | 8 | 3,5 | 213,2 | 3,8 |
| | Vensys | 1 | 0,4 | 27,0 | 0,5 |
| | Total | 60 | 26,4 | 1.286,5 | 23,1 |
| Espanha | Gamesa | 28 | 12,3 | 708,2 | 12,7 |
| | Acciona | 5 | 2,2 | 141,0 | 2,5 |
| | Total | 33 | 14,5 | 849,2 | 15,2 |
| Dinamarca | Vestas | | | | |
| | Total | 18 | 7,9 | 469,7 | 8,4 |
| EUA | GE Energy | | 0,0 | | |
| | Total | 47 | 20,7 | 1.044,2 | 18,7 |
| Argentina | IMPSA | | 0,0 | | |
| | Total | 20 | 8,8 | 428,9 | 7,7 |
| Índia | Suzlon | | 0,0 | | |
| | Total | 17 | 7,5 | 553,0 | 9,9 |
| França | Alstom Power | | 0,0 | | |
| | Total | 31 | 13,7 | 907,6 | 16,3 |
| China | Sinovel | | 0,0 | | |
| | Total | 1 | 0,4 | 34,5 | 0,6 |
| **Total Parques Eólicos** | | **227** | **100,0** | **5.573,6** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir do sítio eletrônico The Wind Power, (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

Os dados correspondem a 75% dos projetos eólicos analisados, que por sua vez respondem por 74% da capacidade instalada pela fonte eólica em análise. A análise foi baseada nas informações do sítio eletrônico *The Wind Power*, que tem como objetivo difundir informações sobre o mercado mundial de energia eólica.

Como apresentado na tabela, os fornecedores para os parques geradores em operação no Brasil são multinacionais, com destaque para a alemã Enercon, a estadunidense General Electric (GE), a francesa Alstom, a espanhola Gamesa e a indiana Suzlon. De acordo com Lage e Processi (2013), o protagonismo dos europeus se deve a terem sido os pioneiros no aproveitamento da energia eólica o que acarretou no desenvolvimento de grandes fornecedores de turbinas eólicas na região.

Os autores afirmam que o planejamento governamental e as condições de financiamento estabelecidas pelo BNDES, somados ao cenário de crise mundial de

2008, que reduziu as perspectivas de investimentos nos países centrais, fizeram com que o Brasil atraísse diversos fornecedores com relevante presença no mercado internacional para o atendimento da demanda nacional. O **quadro 7.1** informa as multinacionais que atuam no país através de plantas produtivas da cadeia de aerogeradores.

**Quadro 7. 1 - Localização de empresas multinacionais de aerogeradores no Brasil**

| Empresa | Origem | Instalação no Brasil |
|---|---|---|
| Enercon | Alemanha | Sorocaba (SP), Pecém (CE) e Juazeiro (BA) |
| IMPSA | Argentina | Suape (PE) |
| GE | EUA | Sorocaba e Campinas (SP) |
| Alstom | França | Camaçari (BA) e Canoas (RS) |
| Gamesa | Espanha | Camaçari (BA) |
| Siemens | Alemanha | Jundiaí (SP) |
| Vestas | Dinamarca | Fortaleza (CE) |
| Acciona | Espanha | Simões Filho (BA) |

Fonte: Elaboração própria a partir dos sítios eletrônicos das referidas empresas.

O Nordeste tem recebido parte das plantas industriais relacionadas à cadeia produtiva de energia eólica (Enercon, Impsa, GE, Alstom, Vestas e Acciona), de modo que a região não apenas tem se destacado na divisão inter-regional do trabalho no setor eólico em decorrência do potencial de geração de energia por meio desta fonte, mas também por abrigar parte de sua cadeia produtiva. Ao se instalarem no país, os fabricantes introduziram suas tecnologias no mercado nacional e reduziram seus preços, o que levou ao aumento da competitividade desta fonte nos leilões de energia elétrica (LAGE E PROCESSI, 2013).

A ABEEólica[167] destaca que as regras do BNDES levaram a uma reestruturação nas estratégias de atuação dos fornecedores de aerogeradores com o intuito de se qualificarem para solicitar o financiamento, de modo a ampliarem o conteúdo local dos aerogeradores, através de parcerias com fornecedores locais. Como consequência, internalizaram processos antes realizados no exterior, que passaram a ser realizados pelas filiais já instaladas no país, e/ou abriram novas plantas industriais para responder às condicionantes estabelecidas pelo banco estatal, o que adensou a cadeia produtiva nacional (ABEEólica, 2013).

[167] Disponível em http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1018-fabricantes-de-aerogerador-ainda-se-ajustam-ao-novo-finame.html

O exemplo da Siemens ilustra a influência da ação do banco nas estratégias das empresas que atuam no setor. Em entrevista ao Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional (BRACIER), o diretor de energias renováveis da Siemens no Brasil[168], Eduardo Ângelo, afirmou que a crise financeira internacional e a retirada de grande parte dos subsídios para fontes renováveis nos países europeus fizeram com que o Brasil se mostrasse atrativo para os investimentos, dado o potencial desse mercado no país. Como estratégia, a empresa atua com um índice de componente nacional de 70%, o que permite tanto estar apto ao financiamento por parte do BNDES, como proteger a empresa da exposição ao câmbio, taxas de importação e custo de transportes.

Lage e Processi (2013) ressaltam o fato de a cadeia produtiva a montante da geração eólica ser formada majoritariamente por empresas multinacionais. Destacam, no entanto, que já se verifica a presença de empresas genuinamente brasileiras, com destaque para a produção de pás e de torres[169]. Tal aspecto é importante para se compreender o domínio tecnológico das multinacionais no setor.

> Os fabricantes de turbinas eólicas podem ser integrados ou não integrados, produzindo apenas um ou mais de um componente. A subcontratação de componentes é uma prática comum nesse mercado, sendo realizada, geralmente, pelas empresas fabricantes de naceles que, em seguida, montam o equipamento. Os fabricantes de naceles detêm a tecnologia associada à geração de energia eólica, sendo responsáveis pelo desempenho do aerogerador e, consequentemente, pela escolha dos fornecedores de pás e de torres, quando esses componentes são subcontratados (LAGE E PROCESSI, 2013, p. 187).

Nesse sentido, quem comanda a cadeia produtiva de eólicas são os detentores da tecnologia de aerogeradores, produtores de naceles, que a partir de suas decisões articularão os demais fabricantes, de torres e pás. Considerando as eólicas em operação analisadas, a presença das multinacionais na indústria de aerogeradores, com destaque para as turbinas, sugere-se que a indústria eólica reitere o modelo que prevaleceu no processo de industrialização durante o período desenvolvimentista, em que os setores mais intensivos em tecnologia foram dominados pelas multinacionais.

---

[168] Em entrevista publicada em 28/02/2011, disponível em http://www.bracier.org.br/noticias/34-brasil/782-siemens-traz-nova-geracao-de-turbina-para-usina-eolica.html

[169] No que se refere ao fornecimento de naceles, encontra-se a empresa de grande porte WEG, de Santa Catarina; na fabricação de pás, destaca-se a empresa Tecsis, em Sorocaba (São Paulo); e a Aeris (Ceará). Com relação às torres, destacam-se a Gestamp, de controle espanhol; a Engebasa (São Paulo); e a Tecnomaq (Ceará).

Nesse sentido, cabe a alusão ao tripé que caracterizou o processo de industrialização do país: capital nacional, capital estrangeiro e Estado.

Lage e Processi (2013) ressaltam, porém, algumas iniciativas no sentido de que tecnologias sejam desenvolvidas no país, o que tem ocorrido com a empresa brasileira WEG, em *joint venture* com a espanhola M Torres Ovenga Industrial (MTOI), na fabricação aerogeradores nacionais[170]. Os autores citam ainda a IMPSA, que através da Wind Power Energy, buscou desenvolver aerogeradores nacionais. Ainda que pertencente ao grupo argentino, a empresa realizou suas atividades de PD&I no Brasil. Contudo, a Wind Power sofreu processo de falência judicial em 2014.

O acompanhamento do mercado de energia eólica requer continuidade para se compreender como a indústria nacional vem se articulando na cadeia produtiva referente à instalação de novos parques eólicos no país, dado o potencial eólico e a perspectiva de consolidação deste setor.

**iii) Obras de infraestrutura e serviços de engenharia**

No que se refere às obras de infraestrutura e serviços de engenharia nos quais se identificam as empresas relacionadas à construção civil como agentes setoriais, verifica-se a presença deste ramo da economia em 25,9% dos empreendimentos eólicos em operação no país, conforme **Tabela 7.14**. Foram consideradas as empresas enquanto participantes de sociedades de propósitos específicos, enquanto detentoras de concessão direta do empreendimento e enquanto sócias em empresas de geração de energia elétrica.

A empresa Camargo Corrêa é a que está presente no maior número de projetos, 24, o que corresponde a 7,9% do total analisado. Os mesmos respondem por 650,6 MW ou 8,7% da capacidade instalada pelas fontes eólicas. Sua presença se realiza por meio da empresa CPFL Energias Renováveis. Como analisado nas usinas hidrelétricas, a Camargo Corrêa detém o controle da CPFL Energias, que por sua vez detém 51,6% do capital total da CPFL Energias Renováveis, sendo a empresa a maior geradora do país através de energias renováveis, conforme o sítio eletrônico

[170] Sobre a WEG, http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Corporativo/WEG-anuncia-Joint-Venture-para-fabricacao-de-aerogeradores

da companhia[171]. Os empreendimentos estão localizados em sua maioria na região Nordeste, sendo que apenas 4 deles estão localizados na região Sul. Quanto ao fornecimento de turbinas, foram identificadas as seguintes empresas: Enercon, GE, Gamesa, Acciona e Siemens.

**Tabela 7. 14 - Participação das empresas de infraestrutura e serviços de engenharia em parques eólicos, 2016**

| Obras de Infraestrutura e Serv. Engenharia | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Camargo Correa | 24 | 7,9 | 650,6 | 8,7 |
| Andrade Gutierrez | 17 | 5,6 | 455,5 | 6,1 |
| Queiroz Galvão S/A | 14 | 4,6 | 347,7 | 4,6 |
| Serveng Engenharia | 10 | 3,3 | 169,6 | 2,3 |
| Encalso Construções | 5 | 1,6 | 123,0 | 1,6 |
| Odebrecht | 4 | 1,3 | 108,0 | 1,4 |
| Bolognesi | 2 | 0,7 | 151,7 | 2,0 |
| J. Malucelli | 3 | 1,0 | 183,7 | 2,4 |
| **Total Infr. e Serv. Engenharia** | **79** | **25,9** | **2.189,7** | **29,1** |
| **Total geral** | **305** | **100,0** | **7.512,7** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

A Andrade Gutierrez também está presente na geração eólica através de sua participação na empresa de economia mista Cemig, na qual detém 33% do capital votante, que por sua vez controla a Renova, com 36,81%. A Cemig atua ainda em sociedade com a empresa Energimp, controlado pela IMPSA. Identifica-se a presença da Andrade Gutierrez em 17 empreendimentos em operação, que respondem por 6,1% da capacidade instalada por meio de parques eólicos.

Em abril de 2012, ao trazer uma reportagem sobre a entrada da Andrade Gutierrez na Cemig, a revista Exame enfatizava o caráter privado que a Cemig vinha adotando desde a participação da empresa AES como sua acionista (participação adquirida pela Andrade Gutierrez que saldaria a dívida da AES junto ao BNDES). A reportagem ressaltava que desde a entrada da Andrade Gutierrez como sócia da empresa, a empresa dobrou de valor e as ações subiram em 2012, 35%. A razão apontada pela revista seria o

> arrojado plano de expansão da empresa (...) que para chegar lá, a ordem é comprar qualquer empresa lucrativa que atue no mercado de energia – e não

[171] Disponível em http://www.camargocorrea.com.br/grupo-camargo-correa/grupo/negocios/concessoes-de-energia.html

> apenas elétrica. Analisamos qualquer oportunidade em eletricidade, gás e petróleo (EXAME, 2012).

A reportagem listava as estratégias da Cemig, a partir da entrada da Andrade Gutierrez: aquisição de 50% da Renova; investimento na UHE Belo Monte; Gasmig e Gás Brasiliano; além da aquisição da transmissora espanhola Abengoa. De modo otimista a revista celebrava a presença da Andrade Gutierrez na gestão da empresa, conferindo a estatal uma visão empresarial privada. “Além de quatro cadeiras no conselho de administração, a Andrade recebeu o direito de indicar o executivo responsável pela diretoria de novos negócios, criada em 2011”, afirmava a reportagem. De acordo com um analista setorial consultado pela empresa, Rafael Andreata, da corretora Planner: “No passado, a Cemig ficou queimada por comprar empresas ruins. Com a Andrade, está claro que eles não vão fazer qualquer negócio”.

Inegável, pois, o papel da Andrade Gutierrez na condução da Cemig. Ao mesmo tempo, percebe-se a relevância do setor de energia nas estratégias de diversificação do grupo Andrade Gutierrez, no que se refere à diversificação de suas atividades em direção ao setor de energia, fortemente vinculado à atividade de construção civil pelas demandas por obras[172]. Posteriormente, como mencionado no capítulo 6, a atuação da Andrade na Cemig viria a ser questionada, visto que a Cemig pode ter sido utilizada para minimizar perdas financeiras da Andrade Gutierrez.

O grupo Queiroz Galvão está presente em 14 projetos eólicos, que respondem por 4,6% desta fonte. O grupo participa através de suas subsidiárias Brise Energias Renováveis e Ventus Energias Renováveis, controlada pela Queiroz Galvão Energias Renováveis, controlada em sua totalidade pela Queiroz Galvão S.A. Os projetos encontram-se todos na região Nordeste e utilizam turbinas Alstom, Suzlon e Impsa.

O grupo Serveng[173] Engenharia está presente em 10 projetos eólicos, por meio da Ventos Potiguases Energia, que respondem por 3,3% da capacidade instalada via parques eólicos. Conforme o sítio da empresa, o grupo atua no setor de energia desde 2000, quando fundou a Corumbá Concessões e sua estratégia de expansão está relacionada às energias renováveis. A empresa atua no Nordeste e todos os projetos

---

[172] Reportagem de 16/04/2012, disponível em http://exame.abril.com.br/revista-exame/edicoes/1014/noticias/um-socio-de-15-bilhoes-de-reais-para-a-cemig

[173] Disponível em http://www.serveng.com.br/negocios/energia

analisados receberam recursos do BNDES, bem como tem como fornecedor de aerogeradores a General Electric.

As demais empresas, Escalso Construções, grupo Odebrecht, J. Malucelli[174] e Grupo Bolognesi têm participações menores na capacidade instalada por meio de eólicas. A Escalso, que atua em sociedade com a multinacional Voltalia na constituição da Envolver Participações S.A., em que consolidou sociedades de propósitos específicos com a Chesf.

O grupo Odebrecht, que participa através de sua controlada Odebrecht Energia, teve como fornecedor a empresa francesa Alstom. Seus empreendimentos estão todos localizados no Rio Grande do Sul. Já a J. Malucelli está presente em sociedade com as empresas do Grupo Eletrobrás, Furnas e Eletronorte, nos três empreendimentos em que participa. Todos estão localizados no Nordeste e tem como fornecedor a empresa Alstom.

Por fim, o grupo Bolognesi atua por meio da controlada Multiner S.A., em que detém 52% do capital. O grupo atua nas áreas imobiliária, construção pesada, concessões e construção civil.

Dos empreendimentos com a presença de empresas relacionadas aos setores de construção civil, 31,6% deles ocorreram com a presença de empresas estatais, seja por participarem do controle de empresas estatais, seja em sociedades de propósitos específicos. No que se refere ao financiamento do BNDES, dos 79 empreendimentos com a presença de empresas relacionadas à construção civil, em 75% foi identificado o financiamento do banco estatal. Quanto ao regime, todos atuam em regime de produção independente.

### iv) Atividades de serviço financeiro

As empresas relacionadas às atividades de serviços financeiros estão presentes em 92 projetos, o que corresponde 30,2% dos empreendimentos eólicos em operação analisados, responsáveis por 31,6% da capacidade instalada por esta fonte, considerando a totalidade da amostra, de acordo com **a tabela 7.15**.

---

[174] O grupo J. Manucelli foi fundado em 1966 pelo empresário paranaense Joel Manucelli. A empresa foi iniciada como J. Manucelli construtora e atualmente atua em concessões de serviços públicos, ativos financeiros, comunicações, revenda de bens de capital e energia elétrica. Iniciou-se na geração, transmissão e comercialização na década de 2000 e tem na composição acionária da J. Manucelli Energia a J. Manucelli Energia e Participações S.A (59,19%) E O Fundo de Investimento do FGTS (FI-FGTS), com 40,81%.

**Tabela 7. 15 - Participação das atividades de serviços financeiros em parques eólicos, 2016**

| Atividades de serviços Financeiros | Eólicas* | | Capacidade Instalda | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Rio Bravo Energia I - Fundo de Investimento em Participações | 20 | 6,6 | 463,2 | 6,2 |
| Salus - Fundo de Investimento em Participações | 17 | 5,6 | 477,0 | 6,3 |
| Terraform Global, LLC | 14 | 4,6 | 294,4 | 3,9 |
| Cubico Sustainable Investments Holdings Limited | 10 | 3,3 | 222,5 | 3,0 |
| Pattac | 6 | 2,0 | 180,0 | 2,4 |
| BB Votorantim Energias Sustentáveis | 5 | 1,6 | 136,5 | 1,8 |
| Brookfield | 5 | 1,6 | 150,0 | 2,0 |
| Rio Energy Fundo de Investimento em Participações | 4 | 1,3 | 75,4 | 1,0 |
| São Tito Holding | 3 | 1,0 | 90,0 | 1,2 |
| BB Investimento | 3 | 1,0 | 88,2 | 1,2 |
| Eólica Administração e Participações Ltda | 2 | 0,7 | 9,9 | 0,1 |
| Multiner FIP/Eólica Administração e Participações Ltda | 2 | 0,7 | 151,7 | 2,0 |
| Água Quente Participações Ltda. | 1 | 0,3 | 34,5 | 0,5 |
| **Total Atividades Serviços Financeiros** | **92** | **30,2** | **2.373,3** | **31,6** |
| **Total geral** | **305** | **100,0** | **7.512,7** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

Destaca-se neste grupo a Rio Bravo Energia I – Fundo de Investimento em Participação. O fundo de *private equity*[175] está presente em 20 empreendimentos eólicos, que respondem por 6,17% do total gerado por essa fonte. A Rio Bravo Investimentos foi fundada em 2000, por Luis Cláudio Garcia Souza e Paulo Bilyk, ex-sócios do Banco Pactual, e Gustavo Franco, ex-presidente do Banco Central do Brasil com o objetivo de atender a demanda por serviços de investimentos.

Em 2005, a Rio Bravo, em sociedade com Luiz Antônio Macedo, Fábio Okamoto e Sérgio Heumann, fundam a Rio Bravo Project Finance, para assessorar clientes na estruturação de grandes projetos de infraestrutura. Em 2010, a empresa captou o seu primeiro fundo dedicado a investimentos em infraestrutura no Brasil, com foco em geração de energia.

O breve histórico da empresa[176] evidencia que sua constituição acompanha e responde às transformações pelas quais passaram as atividades de infraestrutura,

[175] Segmento do mercado financeiro que consiste em realizar aportes temporários de capital através de fundos de *private equity*, por meio de participação no capital de empresas com potencial de crescimento e expectativa de grande valorização. A valorização da empresa permitirá ao fundo de *private equity* obter retorno com a venda da participação a médio ou longo prazo. O *private equity* realiza investimentos em empresas amadurecidas (MEIRELLES, *et al.* 2008).

[176] Disponível em http://www.riobravo.com.br/RioBravo/Lists/Historico/Historia.aspx

com destaque para o setor elétrico, a partir de sua abertura para a atração de capitais que buscam sua valorização a partir de aplicações financeiras e exemplifica as possibilidades de vínculo entre a apropriação territorial para fins energéticos e suas potencialidades enquanto ativo financeirizado.

Em seguida, em número de empreendimentos, está a Salus – Fundos de Investimento em Participações, presente em 17 empreendimentos, que respondem por 6,3% da capacidade instalada por meio de eólicas. A Salus Fundos de Investimento controla o grupo Casa dos Ventos, empresa do Ceará, pioneira em empreendimentos eólicos no Nordeste, de propriedade de Mário Araripe[177], e participa em sociedades de propósitos específicos com a Chesf e a Contour Global. A Casa dos Ventos controla ainda a São Tito Holding, com menor participação entre os projetos em operação.

A Terraform Global investe em ativos relacionados à geração de energia limpa em países emergentes e pertence a SunEdison Company, especializada em energia solar[178]. No Brasil, a Terraform Global está presente em 14 empreendimentos, que respondem por 3,9% da capacidade instalada por parques eólicos.

A Cubico Sustainable Investments, a empresa com sede em Londres, tem como controladoras o grupo Santander e os fundos de pensão em investimentos de infraestrutura PSP Investments e Ontario Teachers. O grupo investe em ativos relacionados à energia renovável. Sua atuação se realiza em 7 países: Reino Unido, Irlanda, Espanha, Portugal, Brasil, México e Uruguai. No Brasil os investimentos se realizam no Sul e no Nordeste, totalizando 10 projetos, que são responsáveis por 3% da capacidade instalada proveniente de eólicas. O grupo teve como fornecedores as empresas Suzlon (Índia) e Gamesa (Espanha). A Pattac Participações S.A. e a empresa espanhola Servinoga S.L. adquiriram em sociedade o controle da empresa Atlantics Energias Renováveis. A origem da Pattac Participações, criada para controlar os negócios da família Marder, remonta às atividades da construção civil e mineração, porém a partir de 2000 a empresa se reestrutura para atuar em licitações públicas e concessões[179].

---

[177] Disponível em http://casadosventos.com.br/pt/13-press-releases/68-casa-dos-ventos-inaugura-o-maior-complexo-eolico-de-pernambuco

[178] Conforme informação disponível em http://www.terraformglobal.com/phoenix.zhtml?c=254121&p=home-page

[179] Disponível em http://www.pattac.com.br/institucional

Com participações menores encontram-se a Brookfield, presente também nas usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas; o Fundo de Investimento em Infraestrutura BB Votorantim Energias Sustentáveis, associação entre o Banco do Brasil e o Banco Votorantim para investir em ativos relacionados às energias renováveis[180]; BB Investimento, por meio da empresa Neoenergia; a Rio Energy Fundos de Investimentos, criada em 2012 para operar ativos de geração de energia renovável, cujo investidor é o Deham Capital, fundo de *private equity*, que investe em geração de energia, petróleo e gás, e mineração[181].

A Multiner FIP está presente em dois empreendimentos, juntamente com a Eólica Administração e Participações S.A., por fazerem parte da estrutura societária da New Energy Options Geração de Energa S.A. A participação da Multiner FIP se realiza por meio da Multiner S.A., que pertence ao Grupo Bolognesi, com 52%; e a Multiner FIP, com 48%. Conforme o sítio da empresa, tais contratos decorreram de programas de governo como: o fornecimento de energia elétrica para o Sistema Isolado - SI, e o Proinfa, através de chamadas públicas realizadas[182].

Por sua vez, o fundo de investimento Multiner FIP é constituído sob a forma de condomínio fechado e formado por oito fundações de previdência: Petros, Postais, Funcelf, Infraprev, Faceb, Refer, Fundiágua e Regiu. A atuação se realiza na região Nordeste e contam com o fornecimento da dinamarquesa Vestas.

A Eólica Administração e Participação Ltda. participa de outros dois empreendimentos em associação com a Gestamp Promociones. A empresa é de Pernambuco e também teve como fornecedores a Vestas. Por fim, a Água Quente Participações atua em sociedade com a Statkraft, atual detentora da Desenvix Energias Renováveis, já mencionada anteriormente.

Com relação às parcerias com empresas estatais, são destaques duas empresas relacionadas às atividades de serviços financeiros: a Rio Bravo Energia I FIP, que em 20 empreendimentos participa em sociedade com a Eletrosul; e a SALUS

---

[180] Disponível em https://www.bancovotorantim.com.br/web/export/sites/bancovotorantim/bvarquivos/fundos/lamina_energia_sustentavel.pdf

[181] Conforme disponível em http://www.rioenergy.com.br/conheca-a-rio-energy/

[182] De acordo com informações disponíveis em http://www.multiner.com.br/multiner/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=46703&id=174542

Fundo de Investimento em Participações, que em 7 empreendimentos investe com a estatal Chesf.

A capacidade instalada com participação de empresas de atividades de serviços financeiros em sociedade com estatais é de 668 MW, ou 28%. No que se refere ao financiamento do BNDES, 86% dos projetos em que se engajam empresas de atividades de serviços financeiros contam com os financiamentos do BNDES. Os empreendimentos respondem por 83% da capacidade instalada com a participação dessa categoria.

### v) Fundos de Pensão

Os fundos de pensão estão identificados em 39 empreendimentos eólicos, o que corresponde a 12,8% dos parques eólicos em operação (**Tabela 7.16**). Tais empreendimentos são responsáveis pela capacidade instalada de 1.027,69 MW, ou seja, 13,7% da potência advinda dos empreendimentos eólicos em operação. Em 33 empreendimentos identifica-se o financiamento do BNDES, o que corresponde a 81% dos projetos, responsáveis por 838 MW de capacidade instalada.

A participação dos fundos de pensão em sociedade, Previ, Fundação Ceo, Sistel e Sabesprev, compõem a estrutura societária da CPFL Energia, que controla a CPFL Energias Renováveis S.A. A formação da CPFL Energias Renováveis controla ainda os seguintes fundos de investimento e participação: FIP Arrow; BTG Pactual; Bradesco BBI, FIP Pátria Energia e Pátria Investimentos; GMR; e Eton Park. Todos fazem parte da estrutura societária da CPFL Energias Renováveis.

**Tabela 7. 16 - Participação dos fundos de pensão nas eólicas, 2016**

| Fundos de Pensão | Eólicas* | | Capacidade Instalada | |
|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | MW | % |
| Previ/Fundação Cesp/Sistel/Sabesprev | 24 | 7,9 | 650,56 | 8,7 |
| PREVI | 6 | 2 | 168,24 | 2,2 |
| Fundação Eletrosul de Previdência e Ass. Social | 5 | 1,6 | 79,2 | 1,1 |
| Funcef | 4 | 1,3 | 129,69 | 1,7 |
| **Total Fundos de Pensão** | **39** | **12,8** | **1.027,69** | **13,7** |
| **Total geral** | **305** | **100** | **7.512,7** | **100** |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Banco de Informação de Geração (BIG), da Aneel e do sítio eletrônico The Wind Power (2016). *Tratam-se dos projetos classificados como “Eólicas em operação” por parte do BIG.

O Previ está presente nos empreendimentos em que a Neoenergia participa, visto que compõe a estrutura societária da empresa de energia. No que se refere à

Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social, o fundo da estatal Eletrosul participa em sociedade com a Rio Bravo Energia I e a Eletrosul na constituição de *holdings* para os investimentos em energia eólica, já analisados quando da análise da Eletrosul.

Já a Fundação dos Economiários Federais – Funcef, dos funcionários da Caixa Econômica Federal, participa de empreendimentos em que está a Statkraft Energias Renováveis, visto que o fundo em parceria com a Statkraft compõe a estrutura societária da empresa.

**vi) Outras empresas de Energia Eólica**

O setor de energia eólica conta ainda com a presença das empresas Brennand Energia; Oleoplan; Omega Energia Renovável; Eólica Tecnologia; Bioenergy; Inversiones Teneria Energias do Brasil; e Cedin do Brasil. As empresas estão presentes em 24 empreendimentos, que respondem por 530 MW, o que corresponde a 7% do total realizado por empreendimentos eólicos. As mesmas realizam seus investimentos em parcerias e/ou consórcios com outros grupos.

O grupo Brennand Energia, originado em 2000 e com sede em Pernambuco, atua no setor eólico em consórcio com a estatal Chesf em 7 empreendimentos localizados na região Nordeste. A atuação do grupo é forte também em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

A Oleoplan, empresa do Rio Grande do Sul que atua desde 1980 na extração de óleo vegetais e atualmente é especializada em biodiesel, é a empresa controladora da Enerplan, que está presente em 6 empreendimentos eólicos. Cinco empreendimentos contam com a parceria entre a Enerplan e o BB Votorantim Energias Sustentáveis e estão localizados na região Nordeste. O empreendimento em que a empresa detém o controle total está localizado na região sul.

A Omega Energia Renovável, fundada em 2008 e sediada em São Paulo, está presente em quatro empreendimentos, sendo um na região sudeste e os demais no Nordeste. A empresa é controlada pela gestora brasileira Tarpon Investimentos[183] e pelo fundo de investimento americano Warbung Pincus.

---

[183] Conforme publicação de 25/05/2015, da revista Exame, a Tarpon Investimentos tem como sócios os Presidentes da BRF e do grupo de ensino Abril Educação, Pedro Faria e Eduardo Mufarej, respectivamente. Ambas são controladas pelo fundo. Disponível em http://exame.abril.com.br/blogs/primeiro-lugar/2015/05/25/tarpon-

A Eólica Tecnologia Ltda[184] está presente em três parques eólicos, em sociedade com a multinacional Gestamp, estando seus investimentos concentrados na região Nordeste. A empresa, que atua no mercado de eólicas desde 2000, tem sua sede em Pernambuco.

Ainda atuam neste mercado a Bioenergy Geradora de Energia, empresa criada em 2002, detentora de dois empreendimentos na região Nordeste, para os quais teve a General Electric como fornecedora dos aerogeradores; a Cedin do Brasil S.A., sediada em São Paulo e detentora de um empreendimento na região Nordeste, para o qual contou com o fornecimento da IMPSA; e a Inversiones Teneria Ltda., sediada no Ceará, que também opera no Nordeste, e teve como fornecedor dos aerogeradores a espanhola Gamesa.

Os parques eólicos brasileiros, dos quais foram analisados 305 empreendimentos, destacam-se por terem em média a capacidade instalada de 24,6 MW. A baixa capacidade instalada por parque eólico pode ter como justificativa a legislação setorial que estabeleceu tarifas reduzidas para o uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidrelétricos e com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada seja menor ou igual a 30 MW[185].

> os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinquenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos (Art. 8º, Lei 10.762, de 2003).

Entrevistado durante a pesquisa, o presidente de uma estatal avalia que a redução de tarifas para uso dos sistemas de transmissão aos empreendimentos cuja potência seja inferior a 30 MW acaba por gerar uma pulverização “desnecessária” de parques eólicos, que terão como potência até o máximo estabelecido pela legislação. Essa pulverização é verificada na análise, que identifica a criação de uma empresa

---

coloca-mais-uma-empresa-a-venda/. Sobre os demais sócios, ver http://www.omegaenergia.com.br/sobre#apresentacao

[184] Disponível em http://www.eolica.com.br/?s=about

[185] De acordo com Resolução Normativa nº77, de 18 de agosto de 2004, disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf , e lei 10.762, de 2003, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.762.htm

para cada parque de até 30 MW, seja consórcio, sejam sociedades de propósitos específicos, ainda que as empresas sejam dos mesmos proprietários, que somadas constituem um complexo eólico.

Alguns exemplos são o Complexo Morro dos Ventos e Eurus (I e II), ambos da CPFL Energias Renováveis, através da Dobrevê Empreendimentos e Participações; o Complexo Eólico Santa Brígida, do grupo Casa dos Ventos; o Complexo Eólico Verace, da Eólica Geribatu (Brave Wind e Eletrosul); e Ventos Santa Joana , sociedade entre Chesf, Contour Global e Salus Investimentos; entre outros, composto por inúmeros parques eólicos, cada um deles constituindo-se em uma empresa de mesmo proprietário e com uma capacidade instalada em torno de 30 MW.

A análise das eólicas permite verificar a importância do Estado e das políticas setoriais para se viabilizar o mercado de energia eólica no Brasil. As formas de articulação do Estado na geração eólica se deram através do estabelecimento de uma política específica para a geração de energia elétrica via fontes renováveis, o Proinfa, assim como ocorreu com as PCHs; financiamento de longo prazo articulado à política industrial; e por meio de parcerias público-privadas, em que as estatais do setor elétrico se associaram às empresas privadas em sociedades de propósitos específicos.

Com relação aos fornecedores de aerogeradores, ainda que tenha havido a política do banco estatal com o intuito de desenvolver no país a cadeia produtiva de parques eólicos, tal papel foi desempenhado pelas multinacionais, de modo que não se tenha identificado o desenvolvimento de empresas de capital nacional, ao menos na amostra analisada.

**Considerações do capítulo**

Do que foi analisado no presente capítulo, reservado para a compreensão das atividades de geração de energia elétrica por meio de pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos, destaca-se a importância da política de incentivos estabelecida no início da década de 2000 destinadas a fontes alternativas, o Proinfa, e do financiamento do banco estatal, BNDES. O Proinfa contribuiu para impulsionar investimentos que promoveram a diversificação da matriz energética brasileira e o estabelecimento da cadeia produtiva de aerogeradores, no caso dos parques eólicos.

No que se refere às PCHs, as mesmas receberam alterações na regulamentação para tornar mais célere e mais flexível as exigências ambientais, o que tornou mais atrativo o seu investimento por parte dos capitais privados, além de incentivos fiscais, como o não pagamento da contribuição pela utilização de recursos hídricos. Diferentemente das usinas hidrelétricas, ressalta-se a menor participação por parte das estatais nesses investimentos, exceto quando de antigas concessões, de maneira que a presença do Estado se mostra mais expressiva no financiamento de longo prazo e no desenho da política setorial do que como agente gerador.

Quanto ao regime de concessão, no caso das pequenas centrais hidrelétricas, predomina o regime de produção independente, ainda que se verifique uma variedade de empresas relacionadas aos diversos ramos da economia que atua como agente gerador através do regime de autoprodução. Em termos regionais, destaca-se que as PCHs com maior capacidade instalada se encontram no Centro-Oeste, ainda que o Sudeste seja a região de exploração mais antiga.

Sobre as eólicas, a análise permite compreender, assim como ocorreu com as PCHs, a importância do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa, elaborado pelo governo federal, no que se refere a viabilização de investimentos em energia eólica. Ao lado do Proinfa e do Programa de Aceleração do Crescimento, encontra-se o BNDES, que ao vincular o financiamento dos investimentos ao conteúdo tecnológico nacional, favoreceu a que o Brasil internalizasse a cadeia produtiva de aerogeradores. O desafio é a nacionalização dessa tecnologia, visto que o setor ainda é dominado por empresas multinacionais.

Com relação às empresas, destaca-se que importantes empresas do setor de energia nacional, estatais, de economia mista e privadas têm investido em energia eólica, através de sociedades de propósitos específicos, consórcio e/ou criação de novas empresas especificamente para atuar no setor. As eólicas em operação se destacam pela presença de empresas multinacionais e empresas relacionadas às atividades de serviços financeiros. Além disso, novas empresas surgiram a partir dos anos 2000, com o objetivo de participarem do novo mercado, aquecido a partir dos incentivos governamentais. A região Nordeste se consolida enquanto principal destino dos investimentos em parques eólicos, assim como tem sediado as filiais dos principais fornecedores setoriais.

A presença de multinacionais no caso das eólicas é relevante tanto na geração como no fornecimento da tecnologia.

Quanto ao regime, destaca-se o regime de produção independente em 97% das eólicas em operação. O restante trata-se de registro[186] na Aneel, em decorrência da baixa capacidade instalada das plantas eólicas.

Ressalta-se que o Estado, ao promover as fontes alternativas, possibilitou reunir em torno dessas atividades múltiplas frações de capital que, contempladas por financiamento público e incentivos, tornaram-se agentes de geração. Através das fontes alternativas, o Estado promove a dinâmica de acumulação do setor elétrico, ao lado de frações hegemônicas do processo de acumulação no país como os grandes grupos da construção civil e da mineração (Camargo Correa, Andrade Gutierrez, Odebrecht e Vale), a incorporação de frações de capital não dominantes, de relevância regional. Por esse aspecto, tem-se que a as fontes alternativas comportam diversos setores e grupos econômico, ao se tornar espaço propício para a acumulação e diversificação de suas atividades.

Considerando a atuação do Estado, assim como foi verificado nas usinas hidrelétricas, a abertura setorial para os capitais privados não reduziu a presença do Estado, mas transformou sua forma de atuação. Em lugar de uma contraposição dicotômica Estado *versus* empresas privadas, verifica-se também no caso das chamadas fontes alternativas a relevância do ente estatal em viabilizar econômica e politicamente o desenvolvimento do mercado de energia, seja alterando marcos legais, investindo diretamente através das estatais, seja na concessão de financiamento de longo prazo. Nesse sentido, a compreensão da ação do Estado a partir das reformas setoriais, que busca a maior participação do capital privado nos investimentos setoriais a partir dos anos de 1990 conforma o “neoliberalismo realmente existente” no setor elétrico brasileiro, conforme Theodore *et al.* (2009).

[186] Empreendimentos igual ou inferir a 5.000 kW, conforme Resolução nº 391, de 15 de novembro de 2009.

# CAPÍTULO 8. A ATUAÇÃO DO BNDES NA POLÍTICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: 2002-2014[187]

O presente capítulo tem como objetivo discutir a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, nas atividades do setor elétrico brasileiro, entre os anos de 2002 e 2014, que deu sustentação à política setorial expansionista recente, analisada nos capítulos anteriores. O período foi assim definido, pois contempla o último ano do mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso (1998-2002) e os três mandatos seguintes dos presidentes Lula (2003-2006 e 2007-2010) e Dilma (2011-2014), em que o setor elétrico, após o racionamento de 2001 foi submetido a uma reformulação do marco regulatório, em 2004, quando são retomados os investimentos nas atividades de geração, transmissão e distribuição.

O BNDES, que na década de 1990 fora o gestor do Programa Nacional de Desestatização (PND), quando expressivo número de empresas estatais foi privatizado, com destaque para as empresas de distribuição, assumiria o papel de principal financiador dos novos investimentos de expansão da matriz energética, em um modelo híbrido, com a associação de empresas públicas e privadas, em sociedades de propósitos específicos (SPE).

A primeira seção deste capítulo discute o histórico do BNDES no setor elétrico, desde sua criação nos anos cinquenta até a década de 1990, quando do processo de privatização das empresas estatais. A segunda seção apresenta a ação do BNDES a partir da implantação do marco regulatório de 2004. A terceira seção expõe atuação do banco no financiamento setorial. A quarta seção discute os dados sobre os contratos de operações diretas e indiretas não-automáticas do BNDES, na quarta seção e a quinta seção, finalmente, traz a distribuição regional dos financiamentos do Banco, seguida das considerações finais sobre a atuação do banco estatal no desempenho do setor elétrico brasileiro no período 2002-2014.

---

[187] Esse capítulo foi desenvolvido no âmbito da pesquisa "BNDES: Grupos Econômicos, Setor Público e Sociedade Civil no Contexto Nacional e Internacional", coordenada pelo Professor Carlos Vainer (IPPUR/UFRJ), que conta com o apoio da Fundação Ford, cujo objetivo é compreender o papel do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) na conformação político-institucional, econômico-social e territorial-ambiental do capitalismo contemporâneo (Relatório de Pesquisa, 2014). Entre as áreas de investigação contempladas, identificou-se a necessidade da análise do banco, a partir de seu papel na dinâmica do setor elétrico brasileiro. Tal escolha se justifica uma vez que, desde sua origem, o BNDES se configura como um dos seus principais financiadores direto ou indireto, nos diferentes períodos que marcam sua atuação.

## 8.1 A atuação do BNDES no setor elétrico brasileiro em perspectiva histórica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foi criado em 1952, como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), com a finalidade de dar suporte financeiro ao processo de industrialização do país, quando se buscava desenvolver a indústria de base e de bens de capital. A ideia de surgimento do banco ocorreu no âmbito dos estudos promovidos pela Comissão Mista Brasil-Estados Unidos Para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU), negociada pelo presidente Getúlio Vargas junto à Washington, no início da década de cinquenta (GOMES *et al.* 2002), como tratado anteriormente.

O relatório dos estudos diagnosticou desequilíbrios estruturais na economia brasileira, com destaque aos setores estratégicos, como transporte e energia. Apenas se superados, colocava o documento, poderiam propiciar a continuidade do processo de industrialização. Para financiar os investimentos, o governo brasileiro negociou um acordo de cooperação financeira junto ao Banco Interamericano de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird) e ao Banco de Exportação e Importação (Eximbank), para financiarem em moeda estrangeira as importações de máquinas e equipamentos necessários aos projetos propostos pelos estudos da CMBEU.

Como contrapartida ao acordo foi criado o Programa de Reaparelhamento Econômico, cujos recursos provinham do Fundo de Reaparelhamento Econômico (FRE) formado com recursos fiscais captados por um empréstimo compulsório dos contribuintes do Imposto de Renda e por empréstimos contraídos no exterior. Com o objetivo de administrar tais recursos, foi criado em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), como autarquia subordinada ao Ministério da Fazenda.

Quando da implementação do Plano de Metas, no governo de Juscelino Kubitschek (1956-61), os vultosos investimentos foram destinados ao setor de energia, que respondeu por 43,4% dos investimentos. O BNDES protagoniza o papel de financiador da expansão setorial. Conforme Gomes *et al.* (2002), entre 1956 e 1961, 84,1% da capacidade planejada foi instalada, ou seja, 2.056,7 MW, muito do sucesso de implementação do plano no que se refere ao setor elétrico se deve à atuação do BNDES, que financiou 46,3% do crescimento da capacidade instalada.

Como discutido nos capítulos iniciais, a partir da década de 1930, ocorreu profunda alteração no modelo brasileiro de desenvolvimento econômico, modelo que passou a privilegiar a participação do Estado em funções produtivas, financeiras e planificadoras. Com a criação do BNDES, o mesmo teve um papel central ao criar as condições para compor o *funding* dos projetos de reaparelhamento da infraestrutura (com destaque para energia e transportes) e de instalação da indústria de base (GOMES, *et al*., 2002).

Por esse aspecto, a criação do banco responde a necessidade de se estabelecer crédito de longo prazo para os investimentos em infraestrutura, o que requereu a ação do Estado, uma vez que na economia brasileira os conglomerados financeiros não cumpriram a função do capital financeiro organizado em associação com o capital industrial, cabendo esse papel ao Estado, para garantir a dinâmica da acumulação (TAVARES, 1999).

A criação do BNDES também foi relevante nas atividades de planejamento da economia e, em particular, do setor elétrico, pois sua atuação foi além da concessão de financiamentos em moeda nacional. Via de regra, a assistência financeira abrangia a prestação de garantias e avais indispensáveis à obtenção de financiamentos no exterior para importar equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Também autorizava inversões diretas de companhias de seguro e capitalização e tinha participações societárias/operações de *underwriting*[188] (GOMES, et al., 2002). Os recursos de livre aplicação pelo Banco compreendiam o capital e reservas, o Fundo de Reaparelhamento Econômico e os recursos especiais. Os recursos vinculados ao setor elétrico eram o Fundo Federal de Eletrificação e a quota dos estados e municípios no IUEE.

A partir da década de 1960, com a criação do Ministério de Minas e Energia (1960) e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás (1962) o setor elétrico consolidou a estrutura organizacional e financeira que daria sustentação para o seu crescimento nos anos seguintes (GOMES et al., 2002). A criação da empresa estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia criou as bases para ações de planejamento e coordenação, bem como para que a empresa passasse a atuar como *holding*, no

[188] Underwriting ou subscrição trata-se da operação em que uma companhia contrata um intermediário financeiro, que será o responsável pela colocação de uma subscrição pública de ações ou obrigações no mercado.

controle de empresas estaduais e federais. Em síntese, a Eletrobrás assumiu o papel até então desempenhado pelo BNDE, de banco setorial, administrando os recursos financeiros destinados às obras de expansão da base produtiva do setor.

A crescente centralização da gestão das operações e dos investimentos do setor nas mãos da Eletrobrás também implicou na perda por parte do BNDES da atribuição de gestor do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), que agora desempenhado pela *holding*. Desse modo, a Eletrobrás tornou-se, ao mesmo tempo gestora, maior proprietária (concessionária), planejadora (papel usualmente exercido pelo poder concedente) e financiadora do setor, de modo que o BNDES passou a ter papel marginal na expansão setorial (ESPÓSITO, 2012).

Portanto, na década de 1970, quando o setor elétrico consolidava uma estrutura financeira com geração de recursos próprios e empréstimos no exterior, o BNDES redirecionou seus financiamentos para outros setores, com destaque para o apoio à iniciativa privada, em particular a projetos da indústria de transformação. No que se refere ao setor elétrico, o banco manteve seu apoio, de forma indireta, ao financiar bens de capital, inclusive os destinados ao setor elétrico, através do programa Finame – Financiamento de Máquinas e Equipamentos.

Na década de 1980, a partir do segundo choque do petróleo e da elevação dos juros americanos, em 1979, a crise fiscal do Estado alcançou o setor elétrico entre outras razões em virtude de ter sido usado como instrumento da política fiscal e monetária de curto prazo. O controle das tarifas como parte da política de combate a inflação e a captação de empréstimos externos com o fim de conter a crise no balanço de pagamentos e de promover novos investimentos, provocaram grave desequilíbrio econômico-financeiro no setor (CACHAPUZ *et al*., 2006).

Além da contração tarifária imposta ao setor para atender a política anti-inflacionária e o endividamento externo, aumentaram os conflitos entre a esfera federal e a estadual, decorrentes da estratégia de centralização adotada pelo governo. Diante de tal situação, a Eletrobrás passou a sofrer dificuldades para se financiar a partir de recursos próprios. Na década de 1990, a profunda crise setorial serviria de pretexto para o processo de reestruturação setorial, com a reformulação do marco regulatório setorial e a privatização de diversas empresas estatais, com destaque para as distribuidoras estaduais, como discutido nos capítulos anteriores.

Quando da privatização das empresas estatais, na década de 1990, o BNDES retomou seu protagonismo junto ao setor elétrico. A ideia da privatização dos serviços de energia elétrica ganhou força no governo Collor (1989-1992), ao mesmo tempo em que a crise institucional e financeira do setor atingia seu ponto máximo. Em decorrência do fracasso de seu programa de estabilização, Collor não conseguiu deter o processo generalizado de inadimplência intra-setorial, deflagrado em 1990, quando as concessionárias estaduais voltaram a atrasar o pagamento da energia fornecida pelas federais (CACHAPUZ *et al.,* 2006).

O marco do processo de privatização do setor produtivo estatal foi a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND) e do Fundo Nacional de Desestatização (FND), a ser gerido pelo BNDES (GOMES *et al.,* 2002; CACHAPUZ *et al.,* 2006). Estabelecido pela lei 8.031/1990, determinou os procedimentos para a venda das empresas estatais.

A partir de 1996, a União passou a dar suporte decisivo para o deslanche do processo de privatização de empresas estaduais. Os estados da federação celebraram convênios ou protocolos de intenção com o BNDES, de modo a obter adiantamento de recursos do banco em troca do compromisso de desestatização de suas empresas. A ajuda do BNDES foi bastante intensificada em 1997, possibilitando a transferência para o setor privado de numerosas empresas nos setores de energia elétrica, transporte e saneamento. Para tanto, a instituição financeira estatal condicionou o empréstimo aos entes federativos estaduais à venda de suas empresas.

De acordo com Espósito (2012), o PND e o Programa de Reestruturação e Ajuste Fiscal de cada Estado resultaram da atuação do BNDES como financiador nas seguintes modalidades: a) adiantamento de recursos aos estados da federação, que entre 1996 e 1998 representaram apoio de R$898,4 milhões, valor que deveria ser pago com receitas das privatizações; b) financiamento aos adquirentes nos leilões de privatização, que totalizou um apoio financeiro de R$5,7 milhões, a serem pagos pelos acionistas das concessionárias privatizadas ou pelos funcionários das estatais que participaram do leilão de privatização.

O BNDES teve papel central no processo de privatização setorial ao financiar grupos privados, inclusive estrangeiros, para a aquisição das empresas estatais. As empresas públicas foram proibidas de investir, assim como proibidas de buscarem

empréstimos no banco estatal. Em decorrência da privatização, foram auferidos pela União e estados R$3,8 bilhões e R$19,6 bilhões, respectivamente.

Espósito (2012) destaca que as privatizações permitiram que o BNDES ampliasse sua importância enquanto financiador do setor elétrico brasileiro, o que havia ocorrido até a década de 1960. Em um primeiro momento, o crescimento absoluto dos créditos concedidos pelo BNDES não implicou em redução do papel financeiro da *holding* Eletrobrás. A intenção era que a empresa estatal atuasse também como financiadora setorial, embora suas subsidiárias tivessem sido incluídas no PND e estivessem impedidas de realizar investimentos. Além disso, a Eletrobrás perdeu algumas de suas funções, como foi analisado, em favor de outras instituições, como a de operação, que passou a ser comandado pelo Operador Nacional do Sistema e a de planejamento da expansão, que passou a seguir as leis do mercado (ESPÓSITO, 2012).

A proposta era que a Eletrobrás e o BNDES fossem agentes de fomento à expansão setorial por meio de financiamentos – a Eletrobrás se concentrando em recursos subvencionados e o BNDES dedicado ao financiamento de longo prazo a projetos de geração e transmissão de energia, ou ao plano de investimento de distribuidoras. Essa opção teria justificado a manutenção da Eletrobrás como gestora da Reserva Global de Reversão (RGR) e sua atribuição financeira em programas como o Programa de Universalização do Acesso, oriundo da lei 10.438/2002, depois redefinido como Luz Para Todos (decreto 4.873/2003) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). O BNDES foi parceiro da Eletrobrás no âmbito do Proinfa ao oferecer, a partir de 2004, condições diferenciadas de apoio financeiro aos investimentos em energia alternativa.

Espósito (2012) afirma que, na prática, o papel puramente financeiro da Eletrobrás não durou muito tempo, uma vez que o Sistema Eletrobrás recuperou seu papel investidor, ainda que em novos moldes, a partir da crise de racionamento, de 2001, evidenciando os limites e as fragilidades do modelo de mercado estabelecido pelas reformas da década de 1990, que delegaram às empresas privadas o planejamento e a expansão setorial.

Assim, o BNDES esteve presente, direta ou indiretamente, como agente financeiro nas diferentes fases pela qual passou o setor elétrico brasileiro, desde a criação do banco, na década de 1950, sendo sua constituição mesmo vinculada à

consolidação da infraestrutura requerida pelo processo de industrialização. Quando da criação da estatal Eletrobrás, a mesma assumiu a função de banco setorial e o BNDES passou a financiar máquinas e equipamentos, inclusive para atender a demanda do setor elétrico. Já na década de 1990, as reformas que levaram ao processo de privatização de empresas estatais tiveram no BNDES o suporte financeiro necessário para financiar a alteração da estrutura patrimonial do setor elétrico.

A partir de 2004, com o novo marco regulatório, ou a “Reforma das Reformas” (D’ARAÚJO, 2009), o BNDES retomou o papel de agente financeiro da expansão setorial, conforme a engenharia financeira denominada *project finance*, como será apresentado a seguir.

## 8.2 A retomada da atuação do BNDES como agente financeiro setorial e o modelo de *project finance*

Com o novo marco regulatório de 2004, o sistema Eletrobrás foi retirado do Programa Nacional de Desestatização (PND), de modo que as empresas do setor puderam retomar seus investimentos, com a especificidade de que os investimentos seriam realizados em um modelo híbrido, em que participariam empresas públicas e privadas no setor elétrico, não apenas como concorrentes, mas como sócias, como foi verificado na análise referente à cadeia societária do setor elétrico. As mesmas puderem consolidar as sociedades de propósitos específicos, normatizadas pela lei 11.079, de 2004. A engenharia financeira que vigoraria nos arranjos societários seria o *project finance*. É esse o modelo de financiamento adotado pelo BNDES para o financiamento dos projetos de investimento setoriais, a ser compreendido a seguir.

Conforme Siffert *et al.* (2009) o *project finance* é um mecanismo de estruturação de financiamento a uma unidade ou conjunto de unidades produtivas (projeto) legalmente independentes dos investidores (patrocinadores), no qual os financiadores assumem que o fluxo de caixa a ser gerado e os ativos do projeto são as fontes primárias e garantia do financiamento. O fato de o projeto ser legalmente independente significa que os investidores devem constituir uma sociedade independente (sociedade de propósito específico – SPE) para a implementação do projeto.

De acordo com Araújo (2003), os credores, para aceitar o projeto, precisam estar cientes do *know-how* na área dos projetos dos administradores do empreendimento, da capacidade dos gestores de implementar o projeto e negociar mecanismos financeiros com a comunidade financeira, assim como das possibilidades de fluxos financeiros estáveis. Os financiadores baseiam seus empréstimos na capacidade futura do fluxo de caixa do empreendimento, existindo uma garantia colateral dos credores. Destacam-se três tipos de empreendimentos para os quais o *project finance* se torna uma alternativa interessante (ARAÚJO, 2003):

a) Investimento de grande porte, desobrigando os empreendedores quanto à concessão de garantias. Os débitos do financiamento constam somente no balanço da SPE;

b) Envolvimento de empresas que, associadas, apresentem sinergias positivas, podendo haver agregação de potencial de mercado, tecnologia, experiência na execução e montagem do projeto e capacidade operacional; e

c) Implantação de projetos de infraestrutura em regime de concessão em que o setor privado não está disposto a assumir aportes elevados de recursos. O envolvimento de um número maior de empresas e agências governamentais dá estabilidade às regras de concessão.

Durante o período de implantação do projeto, os financiadores podem recorrer integralmente (*full-recourse*) ou não recorrer (*no-recourse*) aos ativos dos investidores para assegurar o pagamento do crédito. Isso significa que, ainda que seja desejável, não há obrigatoriedade de os projetos serem completamente autossuficientes desde seu início, de modo que os credores prescindam da solidariedade dos patrocinadores. Dessa forma, o *project finance* difere do financiamento corporativo, pois é amparado nos ativos e no fluxo de caixa dos investidores.

No Brasil essa modalidade de financiamento teve impulso na segunda metade da década de 1990, com as reformas institucionais dos setores de infraestrutura, que buscavam a atração da iniciativa privada para a realização dos investimentos. Em linhas gerais, trata-se de uma alternativa de financiamento baseada em contratos privados de longo prazo, o que antes não era necessário, pois não havia necessidade de oferecer garantias aos entes financeiros públicos para os projetos de infraestrutura estatais (Siffert Filho *et al*., 2009).

De acordo com Borges (2002), os contratos de *project finance* são baseados na análise da quantificação dos riscos envolvidos, cujo objetivo básico é o de prever qualquer variação no fluxo de caixa do projeto, minimizando os riscos através de obrigações contratuais. Tal modalidade de apoio é mais comum a projetos de grande porte, normalmente para o setor de infraestrutura, como usinas, estradas, projetos de saneamento básico, entre outros, ainda que possa ser utilizada em qualquer tipo de projeto.

No Brasil, a discussão sobre o *project finance* surgiu juntamente com o esgotamento do modelo tradicional de apoio através de agências estatais que marcara os anos anteriores à década de 1990. A inovação em relação à forma tradicional de financiamento, o corporativo, está no fato deste ter foco no crédito, de modo que suas garantias devam proteger o mesmo, centrando-se a análise nos instrumentos de crédito; já o *project finance* está centrado no risco, e suas garantias devem minimizar os riscos envolvidos, devendo para isso ser feita análise não apenas dos instrumentos de crédito, mas também do desenvolvimento de todos os passos da operação (BORGES, 2002).

Ressalta-se a importância de se identificarem os riscos inerentes aos projetos para a implementação do *project finance*, riscos estes que serão mitigados e alocados a todas as partes envolvidas na estruturação do financiamento, como a SPE; os patrocinadores (investidores que aportam capital na SPE); os financiadores/debenturistas; as seguradoras; os agentes administradores de contas; os construtores; o poder concedente; os fornecedores de insumos; e os operadores do projeto na sua fase operacional (SIFFERT *et al.*, 2009). Os riscos podem ser segregados nas fases de desenvolvimento, implantação e operação e estão diretamente ligados às operações necessárias para a estruturação de um *project finance*. Tais riscos envolvem:

i) riscos de suprimento, referente ao acesso a insumos para projetos em quantidade, qualidade, preços e prazos previstos. No caso do setor elétrico, tal risco não afeta a transmissão e em relação à geração está associado ao tipo de fonte de energia[189];

[189] Sobre os riscos por fonte de energia (SIFFERT *et al*. 2009:19).

ii) riscos de mercado, que tratam das possíveis disparidades entre previsões que serviam de base ao exame da viabilidade econômica e do dimensionamento da operação e a demanda real de bens e serviços a que ela é destinada a satisfazer[190].

iii) riscos operacionais, que envolvem aspectos tecnológicos, gerenciais e de custos, inerentes à fase operacional. Dada a maturidade tecnológica do setor elétrico, os riscos tecnológicos são de menor peso na fase de operação, ao contrário dos que envolvem falhas humanas, material ou outros riscos que venham a prejudicar os lucros nesta fase.

iv) riscos de implantação, que no caso dos setores de infraestrutura, ao contrário do que ocorre nos setores industriais, são os mais importantes. Tal importância deve ser entendida como uma contrapartida dos perfis temporais dos fluxos de despesas e receitas, pois as maiores e mais prolongadas despesas iniciais fazem com que os custos irrecuperáveis (*sunk costs*) de uma planta inacabada sejam bem mais significativos nos setores de infraestrutura. Passada essa fase, a maior estabilidade das receitas faz com que, em geral, os riscos de exploração sejam menores nos projetos de infraestrutura do que nos projetos industriais. Isso faz com que a principal componente de risco em *project finance* no setor elétrico esteja associado à fase de implantação e, por se sobreporem, podem prejudicar a fase de operação do projeto[191].

No que se refere aos riscos na fase de implantação, destacam-se os riscos de construção e os riscos de caso fortuito e força maior e ambiental. Quanto aos riscos de construção, os mesmos estão associados a erros no processo ou na concepção dos projetos que podem levar ao descumprimento dos prazos originais, a uma má performance do empreendimento, ao aparecimento de custos extras, ou até a sua

---

[190] Siffert Filho *et al.* (2009) alegam que a literatura econômica em geral considera esse risco diminuto para o setor energético, visto não haver concorrência dentro do mercado, no máximo há a concorrência no acesso aos mercados, como no caso dos leilões. Já no segmento de transmissão, ocorre o mesmo. Por suas características, os novos projetos de geração e transmissão de energia elétrica são lastreados por contratos de longo prazo, com baixo risco de crédito e valores bastante previsíveis, o que torna favorável sua estruturação de financiamento por meio do *project finance*.

[191] Com o intuito de mitigar os riscos de não-conclusão dos projetos são firmados compromissos de que o projeto será entregue em um prazo estabelecido "havendo margens predefinidas para atrasos, atendendo às especificações de eficiência operacional e, em alguns casos, de que seja cumprido o orçamento da construção. Nesse sentido, os credores usualmente exigem que os patrocinadores se comprometam a aportar recursos próprios antecipadamente à liberação do financiamento e que celebrem contrato de suporte para garantir o aporte para eventuais aumentos no orçamento. Aos acionistas, cabe não apenas aportar os recursos, próprios, mas garantir, empenhar as ações e principalmente os recebíveis dos projetos, que, uma vez performados, garantem automaticidade ao serviço da dívida, por intermédio da cessão e da reserva de meio de pagamento" (SIFFERT *et al*. 2009:22).

inviabilização. Para evitá-los ou mitigá-los, tais riscos devem ser divididos de maneira adequada entre as partes responsáveis pela construção.

Nesse sentido, os patrocinadores buscam transferir, ao máximo, o risco de conclusão aos construtores e fornecedores de equipamentos por meio de celebração de contratos do tipo *empower procurement and construction* (EPC), sob os quais o construtor é obrigado a entregar, por preço pré-acordado, o projeto funcionando com determinadas especificações, tendo a responsabilidade de construção sobre todo o projeto. Esse tipo de contrato é mais custoso, já que a margem e o risco dos construtores são maiores. Por outro lado, os construtores e fornecedores contratam seguros diversos de forma a reduzir os riscos por eles assumidos.

A relação entre projetistas, construtores e fornecedores deve ser constante, sendo importante possuírem boa saúde financeira e experiência, bem como contratar empresas para fazer a interface entre suas obrigações recíprocas e o cronograma de implantação. Ainda, a SPE pode contratar empresas de engenharia para fiscalizar a execução obras (engenharia do proprietário), enquanto os financiadores podem contratar sua engenharia de acompanhamento. Nessa fase, ressaltam Siffert Filho *et al.* (2009) os riscos só se encerram após o início da operação, com testes efetivos dos equipamentos e demonstração da capacidade de desempenho técnico e financeiro do projeto[192].

Os riscos de caso fortuito e de força maior e ambiental se referem àqueles associados a eventos inesperados que, de certa forma, não podem ser controlados ou previstos. Como causas, destacam-se as ações da natureza; do homem (guerras, terrorismos, greves, etc.); do governo e políticas; impessoais (crise financeira global, colapsos na rede de energia elétrica, colapso nos transportes, etc.).

v) os riscos políticos estão relacionados ao ambiente institucional que gera incertezas aos investidores.

Considerando o foco nos riscos como característica do modelo de financiamento do *project finance*, verifica-se que o marco regulatório de 2004 favoreceu a estruturação do *project finance*, como forma de financiamento setorial, ao buscar reduzir os vários tipos de riscos: riscos de mercado com os contratos de longo

[192] Diferença entre riscos na transmissão e na operação (SIFFERT *et al*., 2009).

prazo e riscos ambientais com a exigência de licenciamento. Ademais, permitiu a retomada dos investimentos da estatal Eletrobras, capaz de transferir recursos econômicos, políticos e jurídicos ao consórcio e tratou de proporcionar um ambiente institucional favorável ao funcionamento setorial, reduzindo os riscos políticos, além de permitir a associação de capital público e privado na implementação de novos projetos, favoreceu a estruturação do *project finance* como forma de financiamento setorial (SIFFERT *et al*., 2009).

Buratini (2004) afirma que os participantes do *project finance* podem coexistir na SPE, reunindo patrocinadores, contratantes, fornecedores de equipamentos, de serviços e de insumos, operadores, compradores da produção, engenheiros independentes, consultores de seguros de marketing. As estruturas financeiras que suprem os projetos de recursos envolvem capital de risco, empréstimos bancários, instrumentos híbridos ou títulos securitizados e arrendamento, que são garantidos através de diversos compromissos contratuais de compra, de desempenho, de financiamento e de fornecimento, o que evita problemas de solvência.

O fato de a magnitude de certos riscos excederem a capacidade de crédito de patrocinadores e compradores da produção faz com que os credores, muitas vezes, insistam para que outros agentes participem ou assumam os riscos, como governos locais, bancos estatais ou consumidores finais. Por esse aspecto, Buratini (2004) afirma que ainda que o *project finance* seja uma alternativa para mobilização de recursos privados para realização de investimentos de infraestrutura, “não constitui nenhuma anomalia a participação de agentes estatais em financiamentos desse tipo” (BURATINI, 2004, p. 193) É por esse aspecto que participam das sociedades de propósito específicos as estatais do setor elétrico, prefeituras, bancos públicos, fundos de pensão em associação com empresas privadas, como pôde ser verificado nas análises dos capítulos 6 e 7.

Os setores de infraestrutura, com destaque para o setor elétrico, se caracterizam pelo fato de serem marcados por exigências de grandes inversões iniciais de capital, presença de capacidade ociosa e demanda com baixa elasticidade de preço. Por outro lado, as margens operacionais são mais elevadas, previsíveis e duradouras, diferentemente de outros setores industriais. A conjugação dessas características é o que possibilita o aumento considerável da alavancagem financeira

no equacionamento das fontes de recursos para a implantação de projetos de infraestrutura, notadamente o *project finance* (SIFFERT *et al*., 2009).

A segurança institucional e jurídica proporcionada pelo marco regulatório favoreceu para que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) financiasse, conforme a estruturação do *project finance*, o setor elétrico, o que ampliou a atuação do banco no recente ciclo expansionista que marca o desempenho setorial e expressa mais uma forma de o Estado tornar política e economicamente viável os investimentos privados no setor elétrico brasileiro.

Diante do exposto, a atuação do Estado, tanto enquanto um dos sócios em SPEs como financiador por meio de um banco público não se configura em uma anomalia ao modo de aplicação do *project finance*, ou qualquer constrangimento: ao contrário, seria um mecanismo de diminuição de riscos. Araújo (2003) afirma, a partir de Giambiagi e Alem (2000), que a popularização do *project finance* no Brasil se deu por duas razões: i) como solução para a garantia do próprio fluxo de caixa do projeto; ii) no caso das estatais, a possibilidade de realizar investimentos *off balance* que seriam desvinculados das estatísticas de déficit público. Nesse sentido, sugere-se que diante dos constrangimentos neoliberais impostos à atuação do Estado, o *project finance* permite manter a atuação da empresa estatal sem interferir, contudo, no déficit fiscal.

Ainda assim, ressalta-se uma contradição quando da análise do setor elétrico brasileiro. A justificativa para a abertura setorial aos capitais privados assentou-se na ausência de capacidade financeira do Estado. Mesmo argumento é utilizado ao se advogar do *project finance*, relevante após os processos de privatização. Os investimentos no setor elétrico, no entanto, após a reestruturação setorial, evidenciam expressiva participação do Estado nos consórcios por meio de estatais, fundos de pensão de empresas públicas e financiamento público, enquanto capazes de vibilizarem os empreendimentos.

## 8.3 A atuação do BNDES como instrumento de política setorial no período 2002-2014

A análise referente ao financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ao setor elétrico brasileiro foi realizada a partir das planilhas fornecidas pelo banco estatal cujas informações tratam das operações

diretas e indiretas não automáticas. As planilhas apresentam as diversas áreas para as quais o BNDES realiza contratos de crédito, sendo que a Área de Infraestrutura é a que contempla as contratações ao setor elétrico brasileiro. A escolha quanto à periodização, 2002-2014, permite analisar a transição entre a atuação do banco no período anterior à reforma de 2004 (a base fornecida pelo banco se inicia em 2002) e a sua atuação quando são estruturadas as condições para se retomar a articulação entre o banco e o setor elétrico para a dinâmica expansionista que ocorre, sobretudo a partir de 2007, com o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

De acordo com o BNDES, o setor elétrico, que compreende os segmentos de geração, transmissão e distribuição, tem recebido importante apoio por parte da instituição no que se refere à modernização e a expansão setorial, possibilitando a execução de projetos que exigem longo prazo de maturação e elevados volumes de investimento (BNDES, 2014). O objetivo que o banco afirma buscar no setor é procurar a garantia de suprimento de energia elétrica com qualidade, segurança e tarifas justas, além de financiar empreendimentos relacionados às fontes consideradas renováveis, como hidrelétricas, biomassa, eólica e solar, visando à diversificação da matriz energética nacional.

O setor elétrico é financiado através do BNDES Finem, que corresponde aos financiamentos a empreendimentos de valor igual ou superior a R$20 milhões. As linhas de financiamento que atendem ao setor elétrico são: geração de vapor e de energia elétrica renovável; geração de energia elétrica não renovável; transmissão; distribuição; eficiência energética; aquisição de bens de capital; aquisição de bens e serviços importados.

Compreendem as operações diretas aquelas realizadas junto ao BNDES ou através de mandatário. Tais financiamentos, que ocorrem mediante consulta prévia, são realizados através do produto BNDES Finem. Outros programas de financiamento que atendem a setores específicos da economia ou a determinados investimentos também oferecem apoio direto. Para solicitá-lo, o financiamento deve ter valor superior a 20 milhões de reais. No entanto, é possível obter, por meio do produto BNDES Finem ou de outros programas, em casos específicos, o apoio direto a financiamentos cujo valor é inferior a esse limite.

As operações indiretas são aquelas que ocorrem por intermédio de instituições financeiras credenciadas, que analisam os pedidos de financiamento e assumem o

risco pelo não pagamento, o que leva à aceitação (ou não) por parte dessas instituições ao pedido de crédito. Existem dois tipos de operações indiretas: as automáticas e as não automáticas. As primeiras não precisam passar por avaliação prévia do BNDES, pois são analisadas pela instituição financeira credenciada que aprova o crédito e solicita ao BNDES a homologação e liberação dos recursos. Podem ser automáticas as operações de financiamento de até 20 milhões de reais. Já as operações não automáticas exigem Consulta Prévia, que deverá ser encaminhada ao BNDES para análise. Tais operações são analisadas e aprovadas individualmente pelo banco e devem ter valor mínimo de R$ 20 milhões (BNDES, 2014). O trabalho analisou apenas as operações diretas e as indiretas não automáticas, que envolvem a deliberação do banco, o que totalizou para o período 2002-2014, 5.695 operações.

No que se refere ao setor elétrico, o período permite observar a atuação do BNDES na retomada dos investimentos, com destaque para os anos a partir da implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de 2007. Alguns instrumentos foram criados no âmbito do PAC para viabilizar o financiamento de geração e transmissão, tais como: i) aumentar o prazo limite de 14 anos para 20 anos; ii) financiamento mínimo de 70% do investimento; iii) reduzir o índice de cobertura da dívida de 1,3% para 1,2%, entre outras (PÊGO E NETO, 2008).

As linhas de financiamento do BNDES tiveram como finalidade estimular investimentos no setor de energia elétrica a partir de condições mais atraentes, sendo que como parte do PAC, o banco aprovou em janeiro de 2007 a redução das taxas de juros para os seguimentos de geração, transmissão e distribuição de energia, produção e distribuição de gás, ferrovias, portos, aeroportos, rodovias, saneamento e transportes urbanos. As taxas de juros ficaram em média 60% inferiores às de 2005, de modo que a taxa de juros total dos empréstimos do BNDES foi composta por TJLP, mais remuneração básica, mais risco de crédito de até 1,8%[193], conforme risco do beneficiário (PÊGO E NETO, 2008).

Outras medidas foram adotadas para favorecer os projetos de geração estabelecidos como estruturantes pela política setorial (usinas hidrelétricas superiores

[193] O risco de crédito é possibilidade de ocorrência de perdas associadas ao não cumprimento pelo tomador ou contraparte de suas respectivas obrigações financeiras, nos termos pactuados, à desvalorização de contrato de crédito decorrente da deterioração na classificação de risco do tomador, à redução de ganhos ou remunerações, às vantagens concedidas na renegociação e aos custos de recuperação (BNDES, 2016).

a 2.000 MW médios), quais sejam: i) redução da remuneração básica de 1,5% para 0,5% ao ano (queda de 80%), o que minimiza o efeito do custo de financiamento; ii) aumento do prazo total de amortização de financiamento de 14 anos para 20 anos para projetos com capacidade instalada igual ou acima de 1.000 MW, e de 14 para 16 anos para projetos com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW A; iii) pequenas centrais hidrelétricas e eólicas com prazo de amortização de 14 anos; iv) financiamento na modalidade *project finance*, que dispensa garantias corporativas dos empreendedores ao financiamento, de modo que os financiadores terão como suporte os contratos de venda de energia e seguros mitigadores de riscos, que visam assegurar a conclusão da obra, o que permitiu que os grupos privados empreendessem as obras sem onerar seus balanços com dívidas financeiras (PÊGO E NETO, 2008).

Tais medidas devolveram ao banco o papel de agente financeiro setorial, assim como favoreceram a estratégia de diversificação da matriz energética brasileira, propalada pelos agentes da política setorial, conforme os números analisados nos Capítulos 6 e 7.

A análise das operações diretas e indiretas não automáticas realizadas pelo banco permite constatar que a Área de Infraestrutura realizou 1.171 contratações no período 2002-2014, o que corresponde a 20,6% das contratações totais das operações diretas e indiretas não automáticas (**Tabela 8.1**).

Em termos de valores dos contratos, foram desembolsados para a Área de Infraestrutura 31,2% do total dos valores contratados no período de 2002-2014 (valores constantes).

Conforme **Tabela 8.1**, quatro áreas concentram a maior parte das contratações: Área Industrial (2.265), Área de Infraestrutura (1.171), Área de Insumos Básicos (853) e Área de Inclusão Social (834), o que em termos de participação corresponde a 90% do total de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas.

**Tabela 8. 1 - Contratos de operações diretas e indiretas não automáticas, conforme áreas operacionais do BNDES, 2002-2014**

| Área Operacional BNDES | Contratos | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Número | % | Valor (R$ 1 milhão) | % |
| Área Agropecuária e de Inclusão Social | 220 | 3,9 | 7.690,75 | 0,8 |
| Área de Estruturação de Projetos | 3 | 0,1 | 10,73 | 0,0 |
| Área de Inclusão Social | 834 | 14,6 | 55.143,13 | 5,8 |
| Área de Infraestrutura | 1.171 | 20,6 | 297.544,68 | 31,2 |
| Área de Infraestrutura Social | 216 | 3,8 | 75.205,76 | 7,9 |
| Área de Insumos Básicos | 853 | 15,0 | 292.485,92 | 30,7 |
| Área de Meio Ambiente | 90 | 1,6 | 1.400,61 | 0,1 |
| Área de Pesquisa e Acompanhamento Econômico | 39 | 0,7 | 54,63 | 0,0 |
| Área de Planejamento | 2 | 0,0 | 6,08 | 0,0 |
| Área Industrial | 2.265 | 39,8 | 224.259,92 | 23,5 |
| Área Internacional | 2 | 0,0 | 6,84 | 0,0 |
| Total geral | 5.695 | 100,0 | 953.809,06 | 100,0 |

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES;
Nota: valores a preços constantes

A Área de Infraestrutura, em termos de número de contratos, é a segunda área operacional do banco atrás, apenas da Área Industrial[194]. No entanto, em termos de valores dos contratos, a Infraestrutura responde pela maior parte dos recursos destinados ao financiamento por parte do banco, no período 2002-2014.

A **Tabela 8.2** apresenta os desembolsos anuais totais referentes às operações diretas e indiretas não automáticas do banco, e informa a participação da área de infraestrutura nos desembolsos totais.

A partir de 2007, houve um aumento de 44,6% nos desembolsos totais, o que é acompanhado por aumento de 49,8% dos desembolsos para a Área de Infraestrutura, confirmando a atuação do banco como instrumento da política do governo federal, de implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de 2007. Já em 2008, a desaceleração da economia decorrente da crise financeira internacional refletiu nos desembolsos do banco, que recuam de 22,8%; isso, não obstante, os desembolsos da Área de Infraestrutura se elevarem 18%.

[194] Ainda que não seja da alçada deste trabalho, ressalta-se a necessidade de questionar a categorização de determinados projetos enquanto componentes da Área Industrial, visto que estão incluídos nesta área projetos que não correspondem, à primeira vista, a projetos industriais, como os culturais.

**Tabela 8. 2 - Participação e Variação Anual dos desembolsos da Área de Infraestrutura, 2002-2014**

| Ano | Desembolsos totais | | Desembolsos Área Infraestrutura | | Participação (%) da Infraestrutura no Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | Valor (R$ 1 milhão) | Variação (%) | Valor (R$ 1 milhão) | Variação (%) | |
| 2002 | 36.919,94 | - | 22.865,31 | - | 61,9 |
| 2003 | 19.681,07 | -87,6 | 10.325,79 | -121,4 | 52,5 |
| 2004 | 23.369,12 | 15,8 | 11.390,00 | 9,3 | 48,7 |
| 2005 | 28.428,35 | 17,8 | 6.923,57 | -64,5 | 24,4 |
| 2006 | 43.769,46 | 35,0 | 7.524,11 | 8,0 | 17,2 |
| 2007 | 79.034,45 | 44,6 | 14.989,69 | 49,8 | 19,0 |
| 2008 | 64.357,11 | -22,8 | 18.282,03 | 18,0 | 28,4 |
| 2009 | 136.276,80 | 52,8 | 40.256,30 | 54,6 | 29,5 |
| 2010 | 116.258,14 | -17,2 | 16.041,18 | -151,0 | 13,8 |
| 2011 | 83.155,19 | -39,8 | 34.955,80 | 54,1 | 42,0 |
| 2012 | 147.931,67 | 43,8 | 55.010,14 | 36,5 | 37,2 |
| 2013 | 99.025,34 | -49,4 | 27.427,20 | -100,6 | 27,7 |
| 2014 | 75.602,42 | -31,0 | 31.553,55 | 13,1 | 41,7 |
| Total | 953.809,06 | - | 297.544,68 | - | 31,2 |

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES;
Nota: valores a preços constantes de 2014 (IGP-DI/FGV)

A atuação do banco no âmbito da política anticíclica engendrada pelo governo federal para o enfrentamento da crise internacional leva ao aumento de 52,8% os desembolsos totais em 2009, indicando ter sido a Área de Infraestrutura importante instrumento da estratégia de enfrentamento da crise. Em 2010, o recuo em 17,2% dos desembolsos totais revela que a Área de Infraestrutura foi um dos responsáveis por esse desempenho, visto a redução de 151% nos desembolsos da área. Já nos anos seguintes, as sucessivas quedas nos desembolsos totais, com exceção ao ano de 2012, que cresceu 43,8%, não foram seguidas de queda nos desembolsos da Área de Infraestrutura, senão no ano de 2013, com queda em 100,6%, o que influenciou os desembolsos totais, que apresentaram queda de 49,4%.

Nesse sentido, ainda que se verifique que a desaceleração da economia a partir de 2010 se refletiu em outros setores atendidos pelo banco, a Área de Infraestrutura respondeu por aumentos nos desembolsos, exceto nos anos de 2010 e 2012, indicando a importância do banco, e dessa área, em particular, como instrumento de política governamental anticíclica para enfrentamento da crise financeira internacional.

Até o ano de 2013, o banco não especificava a atividade econômica dos contratos. Portanto, para que fossem identificados aqueles referentes ao setor elétrico, o presente trabalho contou com a categorização das operações da Área de

Infraestrutura conforme a descrição dos projetos, de modo a identificar os ramos de atividade a partir da Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE/IBGE, no nível de divisão (CNAE, 2007). Para tal análise, não diferenciaram os recursos destinados para manutenção e os que são de expansão setorial, sendo considerados todos os contratos destinados ao setor elétrico para as áreas de geração, transmissão e distribuição no período 2002-2014.

A descrição dos contratos fornecida pelo banco permitiu identificar na Área de Infraestrutura, conforme a CNAE, as seguintes atividades: Administração Pública; Armazenamento e Atividades Auxiliares dos Transportes; Atividades de Serviços Financeiros; Construção Civil; Eletricidade, Gás e Outras Utilidades; Fabricação de Coque, de Produtos Derivados do Petróleo e de Biocombustíveis; Fabricação de Outros Equipamentos de Transporte, Exceto Veículos Automotores; Pesquisa e Desenvolvimento Científico; Transporte Aéreo[195]. Os contratos de infraestrutura totalizam 1.171 operações de financiamento entre 2002 e 2014, ao passo que as atividades de Eletricidade, Gás e Outras Utilidades; Armazenamento e Atividades Auxiliares dos Transportes; e Fabricação de Outros Equipamentos de Transporte, Exceto Veículos Automotores responderam por 1.161 projetos, ou seja, 99% dos projetos da Área (**Tabela 8.3**).

No período 2002-2014, as operações destinadas ao setor elétrico somaram 884 contratações, representando 75,5% dos projetos da Área de Infraestrutura. Foram destinados ao setor 73,3% do total financiado na Área de Infraestrutura para o período, num total de R$ 297,5 bilhões (**Tabela 8.3**) para os segmentos de geração, transmissão e distribuição.

[195] Conforme entrevista realizada em 21 de julho de 2015 com o Superintendente da Área de Infraestrutura do BNDES, Nelson Fontes Siffert Filho, a área tem por finalidade atender aos financiamentos de projetos relacionados a energia e logística. As operações receberam uma nova classificação a partir da CNAE, que considerou a descrição dos projetos e o tomador do crédito, a partir da indicação por parte do banco de que se tratava da Área de Infraestrutura. Nesse sentido, os projetos de infraestrutura do setor elétrico receberam a classificação de "Eletricidade, Gás e Outras Utilidades, foram considerados como sendo do setor elétrico; os projetos de apoio à governos estaduais foram considerados de Administração Públicas; a operação de crédito ao BNDESPAR para participar da Estruturadora Brasileira de Projetos S.A. foi considerado como de "Atividades de Serviço Financeiro", de modo que a partir da CNAE, ainda que se trate de serviços de logística e energia, tem-se maior detalhamento quanto a classificação econômica da operação.

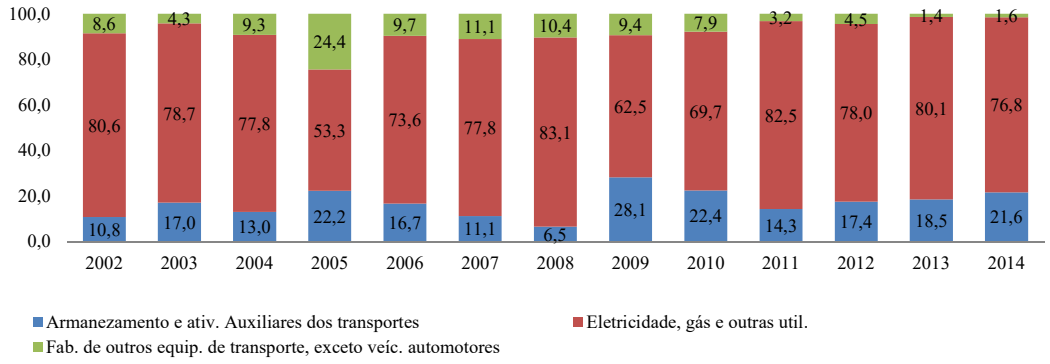
**Tabela 8. 3 - BNDES: Participação dos Contratos da Área de Infraestrutura, conforme CNAE 2.0, 2002-2014**

| Área de Infraestrutura | Contratos | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Número | Distr % | Valor (R$ 1 milhão) | Distr % |
| Armazenamento e atividades auxiliares dos transportes | 199 | 16,99 | 69.081,79 | 23,22 |
| Eletricidade, gás e outras utilidades | 884 | 75,49 | 218.091,49 | 73,30 |
| Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores | 78 | 6,66 | 8.039,67 | 2,70 |
| Outras atividades | 10 | 0,86 | 2.331,73 | 0,78 |
| Total geral | 1.171 | 100,00 | 297.544,68 | 100,00 |

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES;
Nota: valores a preços constantes de 2014, com base no IGP-DI/FGV.

O setor elétrico é o de maior magnitude na Área de Infraestrutura do BNDES. Tais aspectos levam ao questionamento sobre as razões da relevância do setor elétrico na destinação dos recursos nas atividades da Área de Infraestrutura em comparação com as demais áreas. A importância relativa do setor elétrico se reflete em quaisquer dos anos observados entre 2002 e 2014, tanto em termos de número de projetos, como em valores contratados, conforme demonstram os **Gráficos 8.1 e 8.2**.

**Gráfico 8. 1 - BNDES: Participação do número de contratos da Área de Infraestrutura, conforme CNAE 2.0, 2002-2014**

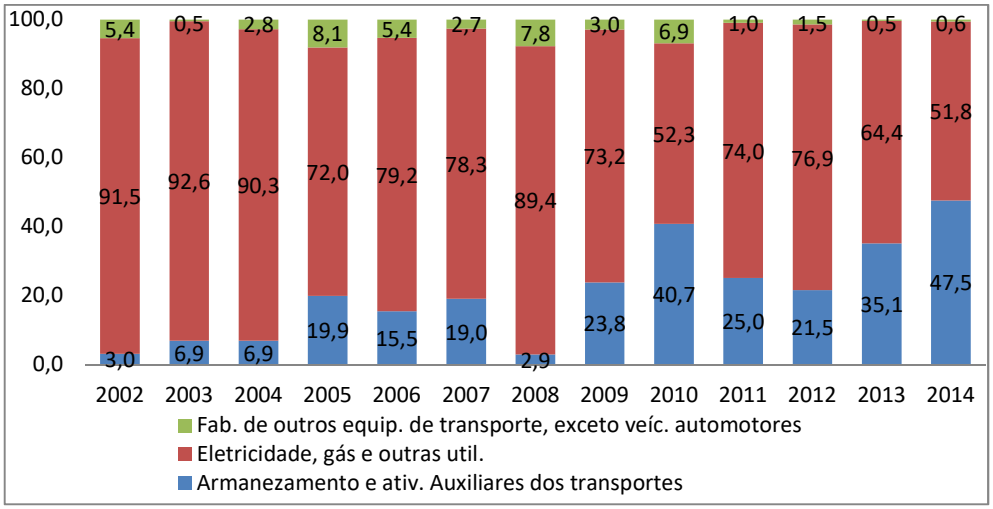



Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES

Algumas hipóteses da referida importância do setor elétrico na carteira de projetos da Área de Infraestrutura do BNDES podem ser levantadas: a demanda por parte dos empresários que atuam em cada um dos setores; diferenças na condução das políticas setoriais, visto que a área de infraestrutura conta com forte atuação planificadora do Estado, por parte da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME); ou, ainda, a magnitude dos

recursos necessários a cada um dos projetos financiados, ou seja, uma questão de escala dos investimentos.

**Gráfico 8. 2 - Participação dos contratos da Área de Infraestrutura, por valores, conforme CNAE 2.0, 2002-2014**




Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES

O superintendente da Área de Infraestrutura do BNDES, Nelson Siffert, ao ser entrevistado pelo projeto de pesquisa no âmbito do qual foi realizada a análise, justifica a maior participação do setor elétrico na Área de Infraestrutura pela sua capacidade de originar e planejar projetos aptos a pleitear o financiamento do banco. Considerando que a infraestrutura requer um planejamento governamental de longo prazo, ter-se-ia aí um indicador de que o setor elétrico teria sido bem-sucedido neste aspecto, o que pode ter relação tanto com a estabilidade proporcionada pelo marco regulatório, quanto com a experiência setorial na elaboração de projetos.

Nesse sentido, por parte do banco, a justificativa estaria na política setorial e na demanda dos agentes que controlam as empresas, que lhe são exógenas, visto que o banco não participa da elaboração dessa política, conforme Nelson Siffert. Portanto, dois aspectos se mostram relevantes para justificar a primazia do setor elétrico na Área de Infraestrutura: a implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), a atuação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e demais instituições do aparelho estatal (Ministério do Planejamento, Ministério de Minas e Energia, entre outros) como exemplo de ação planejadora e empreendedora do Estado (visto a presença da estatal Eletrobrás em projetos considerados estruturantes para a política setorial) e os desembolsos do BNDES para a sua implementação; e a solicitação de crédito por parte dos empreendedores.

No que se refere às parcerias público-privadas, foi colocado pela Área de Infraestrutura que tal articulação público-privada seria vantajosa para as empresas privadas, de um lado, beneficiadas pelo conhecimento técnico detido pelas estatais, de outro lado, favorecidas política, institucional e legalmente pelo marco regulatório. Para as empresas públicas, a vantagem seria a ampliação dos negócios sem a necessidade de serem sócias majoritárias. Assume-se por parte do banco a transferência de *expertise* das empresas públicas para as privadas, além dos recursos estatais envolvidos considerando o financiamento por parte do BNDES e a presença de estatais enquanto sócia, como discutido no capítulo 5.

Estabelecido o universo no qual se inserem as contratações de apoio financeiro do BNDES ao setor elétrico brasileiro, a seção seguinte examinará a atuação do banco a partir da participação conforme segmento setorial a que atendem os contratos (distribuição, geração e transmissão); a região a que se destinam as operações de créditos; e a participação dos contratos por fonte de energia, para o período 2002-2014. A partir dessa análise, é possível compreender o papel que o banco tem desempenhado no referido período, em cada uma das atividades setoriais.

### 8.4. As contratações do setor elétrico junto ao BNDES

Das informações fornecidas pelas planilhas de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES, é possível verificar que a maior parte das contratações de apoio financeiro ao setor elétrico ocorre sob a forma de operações diretas: 694 contratos, o que corresponde a 78,5%, entre 2002-2014. Isso significa que além de a deliberação sobre a concessão de financiamento após a consulta prévia por parte dos demandantes de crédito ser atribuição do banco estatal, o crédito não é intermediado por nenhuma outra instituição financeira.

Por outro lado, 21,5% das operações de crédito ao setor elétrico são na modalidade indireta não automática, ou seja, ainda que a decisão sobre a aprovação do crédito seja do banco, a operação ocorrerá através de uma instituição financeira credenciada.

**Tabela 8. 4 - Contratos referentes ao setor elétrico, conforme forma de apoio BNDES, 2002-2014**

| Eletricidade, Gás e Outras Utilidades | Contratos | |
|---|---|---|
| | **Números** | **Distribuição %** |
| DIRETA | 694 | 78,5 |
| INDIRETA NÃO AUTOMÁTICA | 190 | 21,5 |
| **Total geral** | **884** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES para o período 2002-2014.

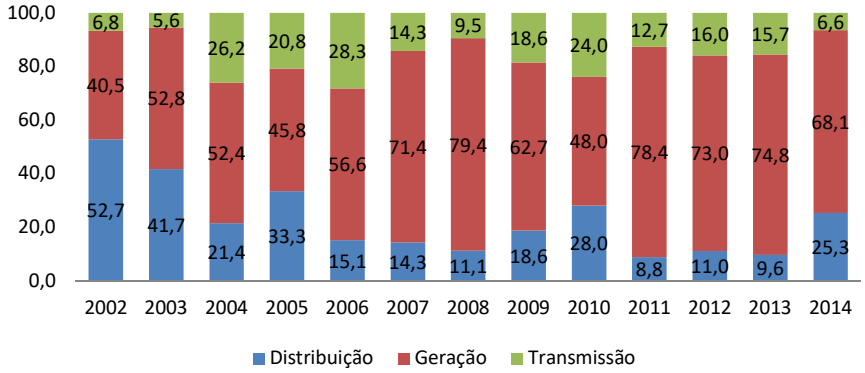
Para além dos aspectos financeiros quanto à decisão sobre a concessão de crédito, deve-se compreender como os determinantes da política setorial são articulados à atuação do banco e como o mesmo influencia as estratégias de negócio implementadas no setor elétrico. De acordo com os responsáveis pela Área de Infraestrutura, a definição quanto às linhas de financiamento é elaborada pela Área de Planejamento do banco. A Área de Infraestrutura participa de maneira consultiva, fornecendo estudos financeiros e de mercado, mas não em caráter decisório.

Uma vez definidas e divulgadas as linhas e as condições de financiamento, os interessados, vencedores dos leilões, apresentam uma Carta Consulta ao banco, de modo a pleitear o crédito[196]. Ressalte-se que o banco não está obrigado a financiar os vencedores dos leilões, o que ocorre apenas se a saúde financeira do potencial beneficiário, cada um dos acionistas no caso de um *project finance*, ou uma única empresa, no caso de financiamento corporativo, atender às condições exigidas pelo banco.

Quanto à destinação das operações de crédito, a descrição das operações de financiamento e das empresas receptoras permite identificar o segmento setorial a que foram destinados os financiamentos, que no caso do setor elétrico envolve a modernização e expansão das atividades de transmissão, distribuição e geração. Foi identificado apenas um financiamento destinado à comercialização, especificamente para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição privada setorial responsável pela comercialização de energia.

[196] O processo decisório do BNDES é objeto de análise de Novoa (2015).

**Gráfico 8. 3 - BNDES: Participação por atividade setorial, conforme número de contratos, 2002-2014**



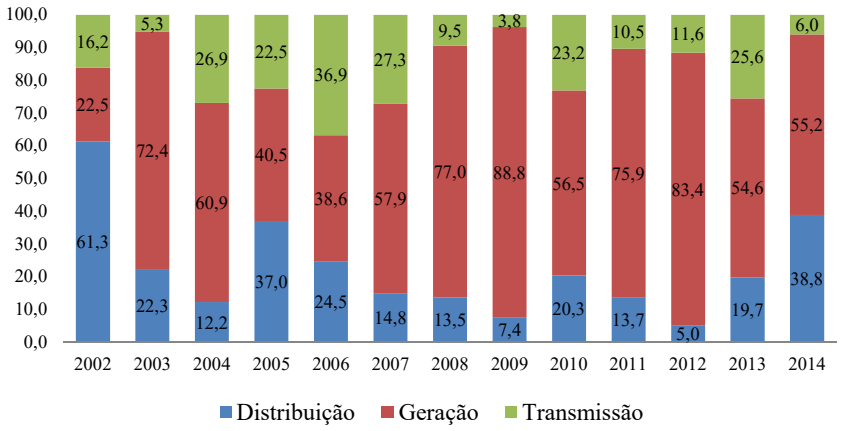

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES

Verifica-se que a atividade de geração é a que apresenta a maior participação no total das operações, quando analisado o número de contratos, com destaque para os anos de 2008, 2011 e 2013 (**Gráfico 8.3**).

O financiamento aos projetos de geração por parte do BNDES está em consonância com a retomada dos investimentos setoriais a partir do novo marco regulatório de 2004, e com a implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) por parte do governo federal, a partir de 2007, que teve nos investimentos do setor elétrico uma de suas principais áreas de atuação, confirmando o efeito anticíclico atribuído aos investimentos do setor a partir de 2008, quando da crise financeira mundial. O Banco estatal participou das estratégias governamentais, ampliando e favorecendo o crédito, evidenciando a importância do BNDES na dinâmica de expansão setorial.

Quando analisado o valor das operações, a geração também é a área com maior participação entre 2002 e 2014, o que pode decorrer de diferenças na magnitude dos investimentos neste segmento (escala dos projetos), em comparação aos demais; ou ainda, maior empenho por parte da política setorial no que se refere à expansão da atividade de geração (**Gráfico 8.4**).

**Gráfico 8. 4 - BNDES: Participação da atividade setorial, conforme valores dos contratos, 2002-2014**




Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES

Destaca-se que, na análise a partir do valor dos contratos, os anos em que ocorrem as maiores participações são 2008, 2009 e 2012, diferindo-se da análise a partir do número de operações, a não coincidência entre número de operações e valor pode decorrer do fato de se tratarem de menos operações, mas em maior magnitude em termos de valores, como ocorre no caso de projetos hidrelétricos[197].

Com relação à distribuição, é possível verificar, pela descrição dos projetos, que o ano de 2002 teve elevada participação tanto em termos de número de contratos quanto em valores das operações, em decorrência da implementação de programas de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica.

Quanto à transmissão, ainda que em termos de número de contratos e de valores não apresente uma participação comparável à da geração, o que pode ser justificado pela magnitude dos empreendimentos, destaca-se o esforço de ampliação do Sistema Interligado Nacional (SIN), com ênfase na interligação dos sistemas isolados da região Norte, em consonância com a política setorial, como indica a **Figura 8.1.**

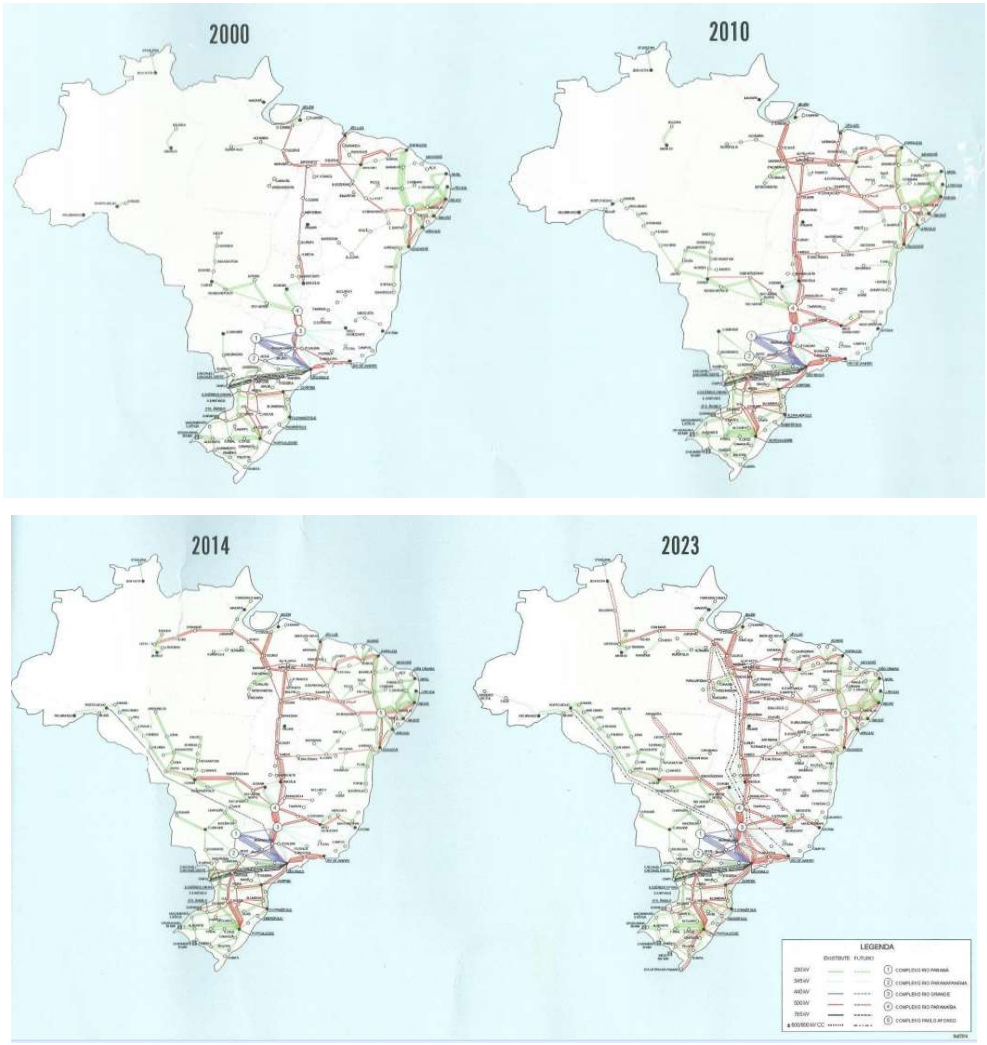
O traçado das linhas de transmissão indica a expansão das conexões que ligam o Norte do país ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a interligação do Norte ao

[197] Ressalta-se que as liberações para cada projeto ocorrem de acordo com sua fase de implementação, o que faz com que um mesmo projeto receba recursos em diferentes anos, como é o caso da UHE Estreito, que teve recursos liberados entre 2008 e 2011; UHE Jirau, 2009 e 2012; UHE Santo Antônio, em 2009 e 2013; UHE Belo Monte, 2011 e 2012; UHE Teles Pires, 2011, 2012 e 2013. Cada liberação, ainda que para um mesmo projeto oriunda uma operação de crédito distinta.

Centro-Oeste entre 2000 e 2010; a interligação do Nordeste ao Norte, entre 2010 e 2014, e a interligação do Norte ao Sudeste, com destaque para a linha de Transmissão interligando as subestações de Porto Velho (RO) a Araraquara (SP), em decorrência das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau. A expansão da transmissão prevista para o ano de 2023 indica a efetivação da integração do sistema com a Venezuela. Os dados do banco permitem concluir que suas ações estão em consonância com a estratégia setorial, expressa nos planos de expansão do setor.

Dado o esforço para a ampliação dos projetos de geração no período analisado, cabe aprofundar a análise sobre a atuação do banco neste segmento. A matriz energética brasileira, no que se refere à fonte de energia, é predominantemente hidroelétrica (65,8%, em 2015), ainda que o planejamento setorial, a partir da diversificação energética indique redução em sua participação (59,7% em 2023) (EPE, 2014).

**Figura 8. 1 - Evolução da Transmissão, segundo Ministério de Minas e Energia - Eletrobrás 2000-2023**




Fonte: Imagens cedidas pelo Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás. Diretoria de Transmissão – Departamento de Planejamento e Transmissão. Evolução da Transmissão – Rede Básica.

O esforço em promover a diversificação da matriz energética se expressa nas operações de financiamento do BNDES para os projetos de geração no período 2002-2014, como mostra a **Tabela 8.5**. Ainda que as hidrelétricas mantenham sua importância em termos de participação no valor de recursos destinados às contratações para o período analisado, destaca-se o crescimento da participação das fontes eólicas, que alcançam 50% e 80% dos recursos destinados aos contratos de apoio financeiro, nos anos de 2013 e 2014, respectivamente.

**Tabela 8. 5 - Participação dos contratos por segmento, a partir do valor das contratações por fonte de energia, 2002-2014**

| Ano | Participação por segmento nos valores contratados | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Eólica % | Hidrelétrica % | PCH % | Térmica % | Bioenergia % | Não especificado % | Total % |
| 2002 | - | 20,8 | 18,3 | 16,7 | 1,4 | 42,7 | 100 |
| 2003 | - | 45,5 | 0,4 | 15,7 | - | 38,4 | 100 |
| 2004 | - | 69,2 | 2,6 | 28,2 | - | - | 100 |
| 2005 | 38,6 | 24,9 | 36,5 | - | - | - | 100 |
| 2006 | 11 | 0,8 | 88,2 | - | - | - | 100 |
| 2007 | - | 65,4 | 34,5 | - | 0,1 | - | 100 |
| 2008 | 3,1 | 73,9 | 9,8 | 2,1 | 11,1 | - | 100 |
| 2009 | 1,7 | 77 | 6,5 | 13,9 | - | 0,8 | 100 |
| 2010 | 17,8 | 29,8 | 4,6 | 31,2 | 4,9 | 11,7 | 100 |
| 2011 | 20,4 | 33 | 5,5 | 41,1 | - | 0,1 | 100 |
| 2012 | 8,9 | 85,4 | 1,5 | 3,5 | 0,7 | - | 100 |
| 2013 | 50 | 42,8 | 2,3 | 4,8 | - | - | 100 |
| 2014 | 80,1 | 12,5 | 3,1 | - | - | 4,4 | 100 |

Fonte: Elaboração própria a partir de operações diretas e indiretas do BNDES. Nota: a coluna “Não especificado” indica que a descrição do contrato trata da área de geração, porém não menciona a fonte de energia a ser beneficiada pelo recurso financeiro.

O aumento da participação ocorre também em valores absolutos, em comparação às hidrelétricas, pois em 2013 foram liberados R$ 3,8 bilhões para as eólicas contra R$ 3,3 bilhões para as UHEs; e em 2014, R$5,8 bilhões para as eólicas, contra 911 milhões para as UHEs[198].

Como discutido no capítulo 7, referente às eólicas, estes números confirmam a importância do BNDES não apenas na instalação de parques eólicos, mas sua atuação na internalização da cadeia produtiva relacionada à fonte eólica, com produtos de maior conteúdo tecnológico e, portanto, maior valor agregado, sendo fabricados no país – embora como já assinalado, predominam as multinacionais na fabricação de aerogeradores.

Com relação às PCHs, que tem elevada participação no valor contratado em 2006, tal aspecto também se verifica em termos de valores absolutos[199], pois enquanto foram destinados R$ 2 bilhões para o financiamento de projetos de PCHs, foram desembolsados apenas R$19 milhões para as hidrelétricas. Uma hipótese para tal comportamento foram as incertezas no período diante do novo marco regulatório

[198] Conforme os dados fornecidos pelo banco. Os valores estão em preços constantes de 2014, IGP-DI/FGV.
[199] *Ibdem* nota anterior

de 2004, somado a ausência de uma política setorial explícita de expansão das hidrelétricas, que fez com que os empresários do setor estabelecessem suas estratégias de atuação em torno das PCHs, o que irá se reverter com a implementação do PAC, em 2007, que estabeleceu uma carteira de investimentos em UHEs, acompanhado de novas formas de concessão de financiamento por parte do banco. Ainda, havia sido regulamentado, em 2004, o Programa de Incentivos a Fontes Alternativas, o Proinfa.

Em termos de número de operações, verifica-se a elevação da participação da fonte eólica no número de contratos, a partir de 2011, o mesmo podendo ser observado para as PCHs nos anos de 2005 e 2006, conforme **Tabela 8.6**.

**Tabela 8. 6 - BNDES: Participação dos contratos por segmento, a partir do número de contratações por fonte de energia, 2002-2014**

| Ano | Participação por segmento no número de contratos | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Eólica % | Hidrelétrica % | PCH % | Térmica % | Bioenergia % | Não especificado % | Total geral % |
| 2002 | - | 23,3 | 26,7 | 13,3 | 3,3 | 33,3 | 100,0 |
| 2003 | - | 31,6 | 5,3 | 21,1 | - | 42,1 | 100,0 |
| 2004 | - | 77,3 | 13,6 | 9,1 | - | - | 100,0 |
| 2005 | 18,2 | 9,1 | 72,7 | - | - | - | 100,0 |
| 2006 | 13,3 | 6,7 | 80,0 | - | - | - | 100,0 |
| 2007 | - | 27,5 | 67,5 | - | 5,0 | - | 100,0 |
| 2008 | 4,0 | 32,0 | 32,0 | 6,0 | 26,0 | - | 100,0 |
| 2009 | 5,4 | 29,7 | 48,6 | 10,8 | - | 5,4 | 100,0 |
| 2010 | 8,3 | 29,2 | 29,2 | 20,8 | 8,3 | 4,2 | 100,0 |
| 2011 | 57,5 | 6,3 | 27,5 | 5,0 | - | 3,8 | 100,0 |
| 2012 | 69,9 | 15,1 | 9,6 | 4,1 | 1,4 | - | 100,0 |
| 2013 | 88,4 | 5,8 | 2,3 | 3,5 | - | - | 100,0 |
| 2014 | 85,5 | 4,8 | 8,1 | - | - | 1,6 | 100,0 |

Fonte: Elaboração própria a partir de operações diretas e indiretas do BNDES. Nota: participação a partir de valores correntes. A coluna “Não especificado” indica que a descrição do contrato tratava da área de geração, porém não menciona a fonte a que se destinam os recursos.

Em linhas gerais, as tabelas de participações estão em consonância com a estratégia do banco, voltada para financiar empreendimentos de geração de energia a partir de fontes consideradas renováveis, como hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica e solar, visando à diversificação da matriz energética nacional. Para tanto, o banco possui uma linha de financiamento específica

denominada “Energia – Geração de Vapor e energia Renovável” (BNDES, 2015), em convergência com a política setorial que vai na mesma direção[200].

É preciso ressaltar que tais contratações podem envolver também atividades de manutenção em empreendimentos já em operação. No entanto, quando analisada a descrição dos projetos, verifica-se o peso das contratações para a expansão da atividade de geração, o que confirma o papel do BNDES, enquanto instrumento da política setorial expressa nos planos de expansão, de diversificação da matriz energética para fontes alternativas renováveis (EPE, 2014).

Quanto ao financiamento de projetos hidrelétricos, a **Tabela 8.7** revela que do total financiado para a área de Eletricidade, Gás e Outras Utilidades, com R$ 218,09 bilhões, 38,4% foram destinados às usinas hidrelétricas (R$83,78 bilhões). Desses, R$57,3 bilhões, ou 69,4% do total destinado às hidrelétricas, atenderam a cinco projetos, de um total de 53 empreendimentos.

**Tabela 8. 7 - Participação de hidrelétricas no financiamento dos projetos relacionados à Eletricidade, Gás e outras utilidades, 2002-2014**

| | Contratos | |
|---|---|---|
| **Projetos Hidrelétricos** | **Valor (R$ 1 Milhão)** | **Distribuição%** |
| Norte Energia S/A | 28.694,68 | 13,2 |
| Energia Sustentável do Brasil S.A. | 12.397,24 | 5,7 |
| Santo Antônio Energia S/A. | 10.423,02 | 4,8 |
| Companhia Hidrelétrica Teles Pires | 3.228,90 | 1,5 |
| Foz do Chapeco Energia S.A. | 2.555,60 | 1,2 |
| Outros projetos | 26.481,30 | 12,1 |
| **Total Hidrelétrica** | **83.780,78** | **38,4** |
| **Total Eletricidade, Gás e Outras Utilidades** | **218.091,49** | **100,0** |

Fonte: Elaboração própria a partir de contratos de operações diretas e indiretas não automáticas do BNDES
Nota: valores a preços constantes de 2014, com base no IGP-DI/FGV.

Dentre os projetos financiados, três deles – Belo Monte (Norte Energia), Jirau (Energia Sustentável) e Santo Antônio (Santo Antônio Energia) - foram estabelecidos como projetos estruturantes pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

[200] Ressalta-se o lançamento do Plano de Ação Conjunta Inova Energia por parte do BNDES em parceria com a ANEEL e a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), com o objetivo de apoiar o desenvolvimento e difusão de tecnologia para implementar as redes elétricas inteligentes (*smart grids*) no Brasil; financiar o desenvolvimento e o domínio tecnológico das empresas brasileiras para as cadeias produtivas das energias renováveis alternativas: solar fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica; integrar os instrumentos de apoio financeiro disponíveis; promover o desenvolvimento da cadeia produtiva de componentes da produção de veículos elétricos e híbridos à etanol e melhoria da eficiência energéticas dos veículos automotores; e promover a integração dos instrumentos de apoio ao financiamento disponíveis (BNDES, 2015).

Ainda, apenas a UHE Foz do Chapecó se localiza na região Sul, sendo as demais localizadas na região Norte e Norte e Centro-Oeste (UHE Teles Pires).

Como verificado no capítulo 6, a cadeia societária dos empreendimentos mostra a predominância de estatais e fundos de pensão articulados com construtoras, mineradoras e siderurgias e multinacionais na composição das sociedades de propósitos específicos relacionadas ao processo de expansão setorial.

Quanto às pequenas centrais hidrelétricas financiadas pelo BNDES, o banco financiou entre 2002 e 2014, 130 projetos, para os quais foram destinados R$ 11,19 bilhões, o que corresponde a 5% do total destinado aos investimentos em Eletricidade, Gás e outras Utilidades. As eólicas receberam no mesmo período R$ 19,48 bilhões, destinados a 198 empreendimentos eólicos.

### 8.5 Contratos de geração por regiões

Quando analisadas as atividades do setor elétrico, aquela em que é possível definir o local de sua atividade é a de geração, uma vez que os projetos se configuram em plantas de produção de energia elétrica instaladas em um território específico. Os investimentos de transmissão passam por diversas regiões, estados e municípios, assim como a atividade de distribuição, desempenhadas por empresas que atuam em cada um dos estados da federação (apesar das privatizações, o segmento ainda mantém essa característica).

Considerando a magnitude dos investimentos e as transformações econômicas, sociais, políticas e ambientais desencadeadas pelas plantas de geração de energia elétrica, torna-se premente mapear a atuação do BNDES a partir do financiamento aos projetos instalados, visto que tais transformações são desencadeadas a partir da ação de instituições públicas, desde o seu planejamento até os recursos financeiros para sua instalação, quando não a própria implementação do projeto considerando a possibilidade de envolvimento de empresas estatais. É por esse aspecto que se identificam as regiões para onde são destinados os recursos do BNDES nas atividades de geração de energia elétrica, de maneira a posicionar o BNDES enquanto agente dominante na produção do espaço resultante da ação do setor elétrico.

No caso dessa atividade, ressalta-se que a divisão inter-regional do trabalho no desenvolvimento desta atividade no Brasil estabeleceu determinadas regiões

enquanto produtoras de energia elétrica para suprir as demandas do processo de industrialização ocorrido em outras regiões. Se no início, as plantas de produção de energia elétrica ocorreram próximo ao local de consumo, à medida que se esgotavam as possibilidades de expansão, ampliavam-se as fronteiras energéticas, o que se realizou do Sudeste em direção ao Sul, Centro-Oeste e Norte, tendo a região Nordeste recebido investimentos para o desenvolvimento industrial na própria região, como ocorreu com a criação da CHESF, em fins da década de 1940, como analisado nos capítulos anteriores.

Por esse aspecto, o setor elétrico foi impresso pelo caráter desigual que marca o desenvolvimento regional do país e por uma transferência energética entre as regiões. Portanto, o impulso desenvolvimentista decorrente da instalação de projetos hidrelétricos pode ser relativizado ao se analisar o histórico do setor elétrico no Brasil, pela concentração do dinamismo industrial que marca o país e o modo como isso se reflete na produção e distribuição de energia (VAINER e ARAÚJO, 1992; LEMOS, 2007; WERNER, 2011).

A **Tabela 8.8** apresenta a participação das plantas energéticas financiadas entre 2002 e 2014 conforme as regiões em que se localizam os projetos, o que permite verificar como tem sido a expansão energética entre as cinco regiões brasileiras e a atuação do BNDES na divisão inter-regional do trabalho no setor elétrico.

**Tabela 8. 8 - BNDES: Participação de fonte de energia por região, conforme número de contratos, 2002-2014**

| Regiões | Fonte de Energia | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Bioenergia | Eólica | Hidrelétrica | PCH | Térmica |
| Centro-Oeste | - | - | 26,5 | 37,2 | 3,1 |
| IE | - | - | 2,9 | - | - |
| Nordeste | 5,3 | 73,5 | 2,0 | 0,7 | 43,8 |
| Norte | 10,5 | 2,5 | 27,5 | 1,4 | 3,1 |
| Sudeste | 73,7 | 1,3 | 12,7 | 31,8 | 46,9 |
| Sul | 10,5 | 22,7 | 28,4 | 29,1 | 3,1 |
| Total geral | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Fonte: Elaboração própria a partir de operações diretas e indiretas do BNDES.

Pode-se considerar que a divisão inter-regional analisada pelos autores citados esteve relacionada à geração hidrelétrica, que permite instalar elevada capacidade por planta em uma determinada região, superior à necessidade de consumo da mesma, possibilitando a transferência do excedente de energia através do Sistema

Interligado Nacional (SIN). A análise ora realizada leva também em consideração as novas fontes.

Pela baixa capacidade de geração, as fontes alternativas podem estar mais relacionadas ao consumo local, visando atender demandas locais. Tal aspecto, porém, é relativizado em decorrência do fato de o sistema elétrico brasileiro ser interligado (Sistema Interligado Nacional – SIN) e controlado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o que permite que uma planta energética, caso esteja conectada ao SIN, possa vender e transferir a energia excedente para abastecer todo o sistema.

Destaca-se a importância da região Nordeste na oferta de energia eólica, concentrando 73,5% dos contratos para o período 2002-2014, o que se justifica pelas condições geográficas ofertadas por essa região, que permite a expansão desta atividade, bem como pela política setorial de incentivo realizado para a exploração dessa fonte. Já a região Sudeste apresenta elevada participação nas contratações de bioenergia (73,7%), ainda que sejam poucos, em termos absolutos (19), os contratos para esta atividade.

As hidrelétricas apresentam participação equilibrada entre as regiões Sul (28,5 %), Norte (27,5%) e Centro-Oeste (26,5%), no que se refere aos contratos para novas plantas, o que converge com a estratégia setorial de expandir a fronteira energética do país rumo ao Norte e ao Centro-Oeste, mas com manutenção da expansão na região Sul, região que ainda apresenta potencial hidrelétrico não explorado.

Não apenas fatores geográficos justificam a expansão da fronteira hidrelétrica para outras regiões, mas o esgotamento das fontes na região Sudeste, que concentra o parque industrial do país. Na região Norte, destacam-se também as atividades eletrointensivas relacionadas à mineração, o que faz com que os investimentos em mineração estejam articulados à necessidade de expansão da oferta de energia elétrica.

As PCHs apresentam participação destacada na região Centro-Oeste (37,5%), que se estabelece como fronteira de expansão para esse tipo de fonte, seguida do Sudeste (31,8%), que ainda se destaca como fonte de expansão para essas usinas. Já a fonte térmica se divide entre as regiões Sudeste (46,9%) e Nordeste (43,8%), em complementaridade às usinas hidrelétricas, papel ocupado por essa fonte, na matriz energética brasileira.

**Considerações do capítulo**

O capítulo revela a importância do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, enquanto instrumento da política setorial, com destaque para a dinâmica recente, entre 2002 e 2014. Este período contempla a mudança no papel desta instituição, em comparação à década de 1990, em que o banco estatal promoveu o processo de privatização das empresas estatais no âmbito do Programa Nacional de Desestatização (PND), afastando-se de sua ação tradicional em prol do financiamento aos novos investimentos setoriais e se concentrando nas transformações da estrutura patrimonial do setor.

Verifica-se que, em termos de número de contratos, a Área de Infraestrutura é a segunda área operacional do banco com maior número de operações (20,6%), atrás apenas da Área Industrial (39,8%); no entanto, em termos de valores, responde pela maior parte dos valores contratados no período 2002-2014 (31,2%). Considerando o universo das contratações de infraestrutura, cabe ao setor elétrico a maior participação, tanto em termos de contratos (75,5%) quanto em termos de valores contratados (73,3%).

Pôde-se verificar a elevada participação do setor elétrico nas contratações da Área de Infraestrutura do banco, com destaque para as atividades de geração, sinalizando a importância dessa instituição na expansão da oferta de energia elétrica no país, em consonância com o planejamento setorial de longo prazo, elaborado pelo governo federal, através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Foi destacada a colaboração do BNDES, que concedeu reduções nas taxas de juros e melhoria nas condições de financiamento, para a implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), a partir do qual se ampliou a capacidade instalada no país e se introduziu a inovação financeira conferida pelo *project finance,* utilizada para a concessão dos novos projetos de geração de energia elétrica.

Os dados corroboram ainda que a articulação público-privada não se justifica pela insuficiência de recursos por parte do Estado, como sustentado pelos neoliberais, ou mesmo por questões de ineficiência por parte do agente público, dada a atuação do banco público e da participação das empresas estatais em várias obras consideradas estruturantes, inclusive em virtude de sua cultura e competência tecnológicas.

A existência das parcerias público-privadas tem mais relação com os mecanismos de controle impostos às estatais, como a lei 8.666, de 21 de julho de 1993, que veio burocratizar e quase inviabilizar a atuação de empresas estatais, do que com a falta de recursos financeiros, como analisado nos capítulos anteriores. Cria-se uma legislação que gera ou mesmo agrava dificuldades gerenciais e custos para muitas empresas estatais e para a atuação do setor público em geral, gerando ineficiência para, em seguida, sob esse pretexto, promover a privatização ou a atuação privada, por meio de SPEs, de projetos cuja parcela significativa do capital advém do Estado.

Colaborou para a articulação entre a política governamental e o BNDES a alteração na legislação setorial, com a promulgação do marco regulatório de 2004, que permitiu a retomada dos investimentos das empresas estatais do setor elétrico em parceria com grupos privados e estabeleceu o ambiente político e institucional capaz de viabilizar os investimentos. Outro aspecto importante diz respeito ao papel do banco na diversificação da matriz energética, com a expansão da geração eólica e promoção de indústria nacional vinculada ao setor, biomassa e PCHs, bem como sua atuação no sentido de consolidar uma determinada divisão inter-regional do trabalho no setor elétrico, com destaque para a expansão da fronteira energética para a região Norte e Centro-Oeste no que se refere às hidrelétricas, e as eólicas na região Nordeste e no Sul.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social foi, sem dúvida, decisivo agente do aparelho do Estado capaz na viabilização das dinâmicas de acumulação que darão sustentação à atuação dos grupos econômicos no âmbito do setor elétrico.

Os arranjos regulatórios e institucionais, tais como os marcos legais, a implementação do arranjo financeiro referente ao *project finance*, que busca atrair o capital privado e dirimir os riscos somados aos interesses dos grupos dominantes, que defendem uma atuação do Estado subordinada aos ditames da acumulação financeira resulta em uma relação pública-privada em que se mantém a relevância do Estado nas sociedades de propósito específicos (SPEs), via estatais e fundos de pensão, e via financiamento público ainda que se forje um arcabouço privado.

As reformas do setor elétrico brasileiro sintetizam o cenário regulatório pré e pós neoliberalização e consolidam o neoliberalismo realmente existente no país.

# CONCLUSÃO

A pesquisa teve como motivação inicial compreender o papel do Estado na dinâmica do setor elétrico brasileiro em decorrência das reformas setoriais das décadas de 1990 e 2004. Partiu-se da hipótese de que a despeito das práticas de mercado a que se buscou submeter o setor elétrico, por meio das reformas, que envolveram mecanismos de concorrência por meio de leilões, participação de empresas privadas, criação da figura de produtor independente, entre outras, o Estado ainda se mantinha como central para a viabilização dos investimentos setoriais.

Por esse aspecto, ainda que prevalecesse o discurso de eficiência do mercado para a realização das atividades setoriais, a articulação entre o Estado e os capitais privados no âmbito deste setor se manteria enquanto característica primordial para se compreender sua dinâmica. O caminho percorrido pela pesquisa permitiu confirmar a centralidade da ação estatal, ainda que o sentido e o formato da ação tenham sido bastante distintos daquele modelo que vigorou quando da consolidação do setor produtivo estatal. Foi possível elucidar como podem ser simplistas as dicotomias Estado *versus* Mercado, ou Política *versus* Mercado, tão presentes na retórica dos "reformadores" neoliberais e mesmo em depoimentos de dirigentes setoriais estatais.

No que se refere ao entendimento sobre o Estado no capitalismo, tem-se que diferentemente de uma ação exterior em relação à economia, interferindo apenas em setores que os capitais privados não teriam condições ou interesse em atuar, o Estado é entendido como uma condensação material de relação de forças entre classes. Suas ações resultarão de interações conflituosas no âmbito das relações de produção, que são reproduzidas no aparelho de Estado. Nesse sentido, o poder do Estado deriva das relações de poder que vigoram nas relações de produção; no capitalismo se trata do poder e dos interesses da classe capitalista.

Essa classe, porém, não é homogênea, o que leva a conflitos intercapitalistas que conferem ao Estado uma autonomia relativa em nome do interesse global de longo prazo da dinâmica da acumulação, conduzida por uma determinada fração de classe hegemônica. Cabe ao Estado organizar os interesses dessas frações de capital em benefício e sob a condução hegemônica de uma determinada fração (ou coalizão de frações) de capital, que conduz o bloco no poder. No entanto, não basta para os objetivos da acumulação de capital a organização da classe capitalista em torno dos

interesses de uma fração hegemônica. Essa hegemonia depende da relação das frações de capital dominantes com as classes subalternas.

O setor elétrico brasileiro enquanto um braço, um ramo do aparelho de Estado, teve suas políticas compreendidas à luz desse referencial teórico, que entende a centralidade do Estado ao organizar os interesses dos capitalistas e das classes subalternas em prol da dinâmica de acumulação. Tais aspectos foram objeto de dissertação no capítulo 1. Deve-se ressaltar que a forma de atuação do Estado na mediação entre as classes dominantes e as dominadas no período do Estado desenvolvimentista, que vigorou no país durante o padrão fordista de acumulação de capital, difere do Estado neoliberal.

No primeiro houve compromissos materiais que mediaram as relações entre classes dominantes e classes dominadas e garantiram a dinâmica de acumulação e a hegemonia de classe, no âmbito do qual é estabelecido a antimercadoria ou o antivalor. Sob a égide neoliberal, a hegemonia da classe dominante passa por formas diretas e quase imediatas de associação entre o Estado e interesses segmentares do capital, através de políticas setoriais, marcos regulatórios e novos instrumentos financeiros que encadeiam o Estado ao processo de acumulação privada.

Como consequência, as desregulamentações, privatizações, flexibilizações de leis e alterações institucionais substituem o pacto capital-trabalho em favor da imposição de perdas ao segundo. Não se trata, como pretendem denunciar muitos defensores da retomada de um estatismo nacional-desenvolvimentista, de uma redução no papel do Estado, mas de uma transformação em sua forma de atuar, que viabilize os paradigmas estabelecidos pelo capitalismo neoliberal. Este, mais que um modelo (teórico, abstrato, ahistórico) a ser imposto nas diferentes formações sociais, resultará das interações entre as instituições e estruturas sociais pretéritas e as novas formas de regulação e instituições propostas, do que culminará no que Theodore *et al.* (2009) denominam de “neoliberalismo realmente existente”.

No caso em estudo, a manutenção da ação empreendedora do Estado, as sociedades de propósitos específicos (SPEs), o financiamento de longo prazo por parte do banco estatal, os fundos de pensão de estatais, ao lado de desregulamentações, flexibilizações e mecanismos de leilão, criação de mercados livre e regulado; isenções fiscais, entre outras inovações, exemplificam como o neoliberalismo passou a vigorar no setor elétrico brasileiro.

É quase consensual, na literatura referente à formação social e econômica brasileira, afirmar que foi incompleta qualquer tentativa de um pacto entre classes no período desenvolvimentista em direção a uma sociedade menos desigual, de modo que por vezes os interesses das classes dominantes foram alcançados com o uso de recursos extra-econômicos do Estado. Esse contexto permite compreender o caráter autoritário que marcou o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e a apropriação também desigual da exploração dos recursos territoriais a partir da geração de energia. O período democrático, a partir de meados da década de 1990, coincidiu com a ascensão do neoliberalismo no Brasil. Ainda que tenham ocorrido transformações que trouxeram algumas concessões às classes populares a partir de 2003, como apontado, foram mitigações diante da manutenção das diretrizes neoliberais na condução econômica e, especificamente, na política do setor elétrico.

O segundo capítulo analisou as diferentes fases que marcaram o processo de acumulação capitalista no Brasil, a partir do entendimento do modo como o mesmo se insere na dinâmica de acumulação global. A inserção brasileira à dinâmica de acumulação foi caracterizada em cinco fases – do território colonial no âmbito do exclusivo metropolitano ao de país ativo no circuito da acumulação financeira – com o objetivo de posicionar e compreender as diretrizes de atuação do setor elétrico brasileiro quando o mesmo passou a ser fundamental para a dinâmica de acumulação a partir da terceira fase, aspectos tratados nos capítulos 3 e 4.

Uma vez reconhecida a necessidade de submeter a dinâmica de expansão setorial aos determinantes da industrialização e do processo de urbanização em curso, caberia ao Estado, a partir da década de 1940, assumir a consolidação do setor produtivo de energia elétrica, criando empresas estatais e encampando as empresas privadas, que eram, sobretudo, estrangeiras, de modo a promover a oferta energética em consonância com as necessidades da industrialização em curso.

A partir da década de 1990, e no âmbito da acumulação financeira e produtiva regressiva, que colocou o país na posição de exportador de produtos primários e eletrointensivos na divisão internacional do trabalho, o que perdura ao longo dos anos 2000, o ajuste estrutural a que foram submetidos os países periféricos no contexto da crise da dívida da década de 1980, incluiu reestruturação regulatória e institucional do setor elétrico. Como consequência, rompeu-se com o monopólio estatal na geração de energia elétrica e o Estado abdicou do planejamento, transferindo à dinâmica

(suposta livre e estritamente econômica) das forças de mercado a definição dos rumos e ritmos setoriais, o que foi sustentado por uma permanente restrição a investimentos por parte das estatais.

A expectativa era de que investimentos privados na geração de energia elétrica conduziriam a níveis adequados de expansão se fossem regidos pela lógica de mercado. Frustrada as promessas de reforma, o país confrontou-se ao racionamento energético, abrindo-se a possibilidade de reavaliar os princípios que nortearam a reforma setorial. Dessa reavaliação crítica, conduzida por forças de oposição lideradas pelo PT, que chegaram ao governo em 2003, resultaria o marco regulatório de 2004 (a “Reforma das reformas”).

O novo marco regulatório, de um lado, em clara ruptura com as políticas levadas a cabo sob os governos Collor de Mello e Fernando Henrique Cardoso, interromperia as privatizações, em particular, de empresas do grupo Eletrobrás, permitiria a retomada de investimentos por parte de estatais e retomaria o planejamento setorial de longo prazo. Por outro lado, preservou as privatizações já realizadas, manteve algumas das inovações da reforma neoliberal e estabeleceu novas articulações entre público e privado através da regulamentação das sociedades de propósito específico nos investimentos de geração. Em outras palavras, pode-se afirmar que o marco estabelecido em 2004 manteve o essencial dos preceitos neoliberais, embora resgatando a capacidade de intervenção do Estado, como orientador geral do mercado.

A partir de transformações no modo de atuação estatal, que forjou o protagonismo da ação privada na atuação setorial, o Estado se mantém enquanto fundamental para viabilizar o aumento da capacidade instalada no país, de maneira a garantir a competitividade da economia primário-exportadora eletro-intensiva, articulada ao padrão de acumulação financeirizado. A configuração setorial resultante das reformas evidencia que o setor elétrico se tornou espaço de acumulação para uma variedade de grupos econômicos relacionados ao setor da construção civil e obras de infraestrutura, mineração e siderurgia, multinacionais, entre outros que, em torno e a partir do planejamento setorial, estabeleceram suas estratégias de acumulação, que incluíram a própria diversificação de suas atividades no sentido de virem a se tornar agentes setoriais.

Os capítulos 6, 7 e 8 contemplaram a análise dos agentes setoriais das usinas hidrelétricas, das pequenas centrais hidrelétricas e das eólicas, bem como a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – e permitiram identificar as frações de capital que encontraram espaços de acumulação, sejam frações de capital nacional ou forâneo, nas políticas de expansão da capacidade instalada, viabilizadas pela ação do Estado, via alterações legais e institucionais, estatais, fundos de pensão e financiamento.

O capítulo 6 identificou, por meio da categorização de setores econômicos, as empresas de diversos ramos da economia presentes na cadeia societária de usinas hidrelétricas em operação e em construção. As empresas foram agrupadas nas seguintes categorias: empresas estatais e economia mista; multinacionais do setor elétrico; infraestrutura e serviços de engenharia; mineração e siderurgia; fundos de pensão; e atividades de serviços financeiros. A capacidade instalada em usinas hidrelétricas em operação é de 89.956 MW.

Com relação as estatais e empresas de economia mista, as mesmas estão presentes em usinas hidrelétricas que respondem por 77,2% da capacidade instalada por usinas hidrelétricas em operação. A proeminência das estatais ainda se verifica uma vez que o processo de privatização não logrou avançar na área de geração, bem como as hidrelétricas instaladas a partir de 2004, contaram com a presença de empresas estatais, seja como concessionárias, seja como sócias em sociedades de propósitos específicos.

As quatro principais empresas estatais e de economia mista presentes em usinas hidrelétricas em operação são Furnas Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig). Considerando a totalidade da capacidade instalada no país por meio de todas as fontes (usinas hidrelétricas, pequenas centrais elétricas, termelétricas, eólicas, etc.), que é de 176,5 GW[201], Furnas responde por 7,7% da capacidade instalada; a Chesf responde por 7,8%; a Eletronorte responde por 6,7%; e a Cemig responde por 4,7%. Estes dados evidenciam a proeminência das estatais e empresas de economia mista, mesmo após

[201] Conforme Cadeia Societária de Empresas de Geração de Energia Elétrica Referente, Aneel, em 26/01/2017, após a defesa da tese.

a implementação de mecanismos de atração do setor privado para a expansão setorial.

No que se refere às hidrelétricas em construção as estatais ou empresas de economia mista estão presentes em 96,5% das usinas, o que confirma a relevância dessas empresas no ciclo de expansão mais recente. Destacam-se as estatais do grupo Eletrobrás (Chesf, Furnas e Eletronorte), bem como a empresa do estado do Paraná, Copel.

Quanto às multinacionais, as empresas estão presentes em usinas hidrelétricas que respondem por 30,2% da capacidade instalada no país, sendo a modalidade de negócio principal a sociedade de propósito específico. Destacam-se a GDF Suez, a China Three Gorges e a Iberdrola, que respondem por 2,84%, 3,09% e 0,78%, respectivamente, considerando a totalidade da capacidade instalada no país (176,5 GW)[202]. Destaca-se a crescente importância das multinacionais quando se verifica que as mesmas estão presentes em projetos responsáveis por 96,2% da capacidade de energia oriundas de usinas em construção.

As empresas agrupadas em obras de infraestrutura e serviços de engenharia estão presentes em usinas hidrelétricas que respondem por 22,6% da capacidade instalada do país. A principal estratégia de atuação dessas empresas é participar da composição de empresas de energia, caso da Andrade Gutierrez que detém participação na Cemig e da Camargo Correa que detém participação na CPFL; ou ainda participando de sociedades de propósitos específicos, como ocorre com a Odebrecht.

Quanto às empresas de mineração e siderurgia, as mesmas estão presentes na cadeia societária de usinas hidrelétricas que respondem por 9,6% da capacidade instalada. Quanto as usinas hidrelétricas em construção, destaca-se a participação da Vale S.A. na Usina Hidrelétrica de Belo Monte, do Consórcio Norte Energia. Considerando as principais empresas de mineração presentes em usinas hidrelétricas, a Vale S.A. detém 1,08% da capacidade instalada no país. Já a Votorantim responde por cerca de 1,0%, considerando Votorantim S.A, Votorantim Metais e Zinco S.A e Votorantim Participações S.A[203]. O vínculo das empresas de

[202] *Idem* nota 204.
[203] *Idem* nota 204.

siderurgia e mineração com o setor elétrico está na necessidade de redução de custos do insumo energia para a competitividade dessas atividades nos mercados internacionais.

Já os fundos de pensão e atividades de serviços financeiros estão presentes em usinas hidrelétricas que respondem por 7,7% e 12,4%, respectivamente. Nos projetos em construção, destacam-se os fundos de pensão das estatais Banco do Brasil e Petrobrás, e o Fundo de Investimento do Banco do Brasil.

O capítulo 7 analisou a as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e as eólicas. Quanto às PCHs, merece ressaltar as empresas relacionadas às obras de infraestrutura e serviços de engenharia, presentes em usinas hidrelétricas que respondem por 25,7% da capacidade instalada; e as empresas multinacionais, presentes em 12,5%. Quanto às empresas de infraestrutura, destacam-se Andrade Gutierrez e Camargo Correia, pela mesma estratégia verificada nas usinas hidrelétricas. No que se refere às multinacionais, destacam-se a Iberdrola, a China Three Gorges e a Statkraft (ex-Desenvix). As atividades de serviços financeiros estão presentes em PCHs que respondem por 24,8% da capacidade instalada e as estatais e empresas de economia mista em PCHs que respondem por 15,1%.

No que se refere às eólicas, é crescente a participação de multinacionais, presentes em projetos que respondem por 33,3% da capacidade instalada, bem como são proeminentes no fornecimento das turbinas eólicas. As estatais, na modalidade de Sociedades de Propósitos Específicos, também se destacam, a exemplo da Chesf e da Eletrosul. Verifica-se que a fonte eólica também se apresenta como espaço de diversificação dos investimentos para as empresas relacionadas às obras de infraestrutura e serviços de engenharia e para as atividades de serviços financeiros, presentes em parques eólicos que respondem por 29,1% e 31,6% da capacidade instalada por essa fonte, respectivamente.

O capítulo 8 analisou a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. O Banco estatal foi responsável pela concessão de financiamento para os projetos de expansão da geração, com destaque para os projetos no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento. Relevância da atuação do banco é verificada no que se refere à fonte eólica, em que o mesmo articulou a concessão de financiamento à política de conteúdo nacional. Ainda,

destaca-se que o banco é entusiasta da consolidação das sociedades de propósitos específicos e das parcerias público-privadas.

A interação entre Estado e capital privado no âmbito do setor elétrico brasileiro, identificada na pesquisa, é reveladora do fato de que diferentemente da ideia de incapacidade ou ineficiência do Estado, o que emergiu foram novas formas de articulação que viabilizaram o processo de acumulação tanto no setor elétrico, tomando a energia como mercadoria, quanto na geração de insumo para sustentar o padrão de acumulação em curso. Em contrapartida, a maior abertura a novos agentes setoriais, ainda que tenha cumprido o papel de ampliar os investimentos setoriais, tem dificultado a coordenação setorial capaz de conciliar os interesses das frações de capital com a necessidade de guardar o caráter público da energia enquanto insumo para o desenvolvimento. A análise sugere ainda que se reproduzem no âmbito do setor elétrico brasileiro os elementos que conferem à inserção internacional do país seu caráter dependente e heterônomo.

Como insuficiência da presente pesquisa, que aponta caminhos para a sua continuidade, cabe mencionar a fragilidade, e mesmo inexistência, de uma explicação para o processo que conduziu à consolidação do pensamento neoliberal em um setor cujos quadros e dirigentes constituíram, em certo momento, parte da elite tecno-burocrática portadora do projeto estatista nacional-desenvolvimentista. Considerando que o entendimento do setor elétrico a partir da sua configuração estrutural foi, ainda que com limitações, contemplado, a ideia a ser desenvolvida é compreender a partir de seus dirigentes, como essa configuração se estabeleceu, sobretudo, compreender como agentes de Estado receberam, aderiram e/ou resistiram às transformações advindas das reformas setoriais neoliberais.

Nesse sentido, a continuidade da pesquisa seria entender a partir dos indivíduos que ocuparam e ocupam cargos dirigentes, como se consolidou o pensamento norteador das políticas setoriais. A continuidade passa por compreender o setor elétrico a partir de seus “Patrões de Estado”, no sentido atribuído por Martin e Bourdieu (1989). Se por um lado a configuração do setor elétrico permite identificar as frações de capital que estruturam a estratégia de acumulação no país, mineração, construção civil, multinacionais e setor financeiro, como agentes dominantes nas políticas setoriais de geração, a análise carece da identificação dos indivíduos que exercem e/ou imprimem na política setorial essa dominação.

Portanto, para compreender a política de expansão de energia elétrica implementada pelo Estado, caracterizada notadamente pelos investimentos de centrais hidrelétricas na Amazônia brasileira – ainda que haja políticas de fomento a fontes alternativas, elas são importantes, mas complementares, além de também reproduzirem configuração similar – viabilizada pela associação entre frações de capital minero-siderúrgico, da construção civil, empresas financeiras e o Estado, através de suas empresas públicas, banco público e fundo de pensão, é necessário compreender como os interesses dessas frações de capital, se estabelecem, sustentados pela técnica, enquanto políticas de Estado. Por esse aspecto, a continuidade da pesquisa passa por compreender o campo de poder do setor elétrico brasileiro, através de indivíduos que expressam esse poder.

Para Bourdieu e Martin (1989), o campo do poder abriga os patrões de Estado e os patrões privados. Os patrões de estado são os dirigentes de grandes sociedades, que ocupam os altos negócios relacionados ao Estado: grandes sociedades industriais (empresas estatais, de economia mista, empresas relacionadas ao mercado do Estado) e grandes bancos. Os patrões privados seriam menos relacionados ao Estado, como bancos privados, sociedades comerciais e industriais privadas.

Conforme os autores e à luz do capitalismo francês, os primeiros seriam menos frequentemente originários do patronato e mais relacionados às famílias dos altos funcionários ou de profissionais liberais, possuindo forte capital escolar e forte capital de relações herdadas ou acumuladas pela passagem pela burocracia estatal. As suas carreiras escolares e profissionais são relacionadas às instituições públicas, "*grands lycées d'Etat, grandes écoles, haute administration et grands corps de l'Etat*" (BOURDIEU E MARTIN, 1989, p. 428).

Considerando que o setor elétrico brasileiro se posicionaria no campo do poder, no lugar relacionado aos patrões de Estado, o que já se verifica na pesquisa, pois seus dirigentes fizeram e/ou ainda fazem parte da burocracia estatal ou estão relacionados às demandas de Estado, sinaliza-se nesta conclusão a necessidade de se cumprir, enquanto agenda de pesquisa a construção do espaço social em que se encontram os dirigentes do setor elétrico brasileiro, de modo a compreender o pensamento que se consolidou no setor e que confere certa regularidade às suas

decisões, assim como estabelecer as relações que favorecem a compatibilidade entre os projetos setoriais e os interesses dos grupos dominantes.

# REFERÊNCIAS

ABEEólica. Notícias. Fabricantes de aerogeradores se ajustam ao Finame. Disponível: em <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1018-fabricantes-de-aerogerador-ainda-se-ajustam-ao-novo-finame.html> Acesso em janeiro de 2016.

_____. Boletim Informativo. Janeiro de 2016. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2016-Publico.pdf> Acesso em fevereiro de 2016.

ACSERALD, H., ALMEIDA, A. W. DE.; BERMANN, C; BRANDÃO, C.A.; CARNEIRO, E; LEROY, J. P.; LISBOA, M.; MEIRELLES, J.; MELLO, C.; MILANEZ, B.; NOVOA, L. F.; O´DWYER, E. C.; RIGOTTO, R.; SANT'ANA JÚNIOR, H. A.; VAINER, C.B.; ZHOURI, A. Desigualdade ambiental e acumulação por espoliação: o que está em jogo na questão ambiental?, **e-cadernos ces [Online]**, 17 | 2012, colocado online no dia 01 Setembro 2012, Disponível em:< http://eces.revues.org/1138> Acesso em julho de 2013.

ANDRADE, A.L.C.de; MATTEI, L. A (IN)SUSTENTABILIDADE DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA. Revista Brasileira de Energia, vol. 19, N o. 2, 2o Sem. 2013, pp. 9-36.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Consórcio Norte Energia vence leilão de energia da Usina de Belo Monte. 20/04/2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3385&id_area=90> Acesso em novembro 2015.

ALMEIDA. A. W. “Entre a ‘proteção’ e o ‘protecionismo’”. **Le Monde Diplomatique**, Edição 58, São Paulo, maio de 2012.

ALMEIDA, E (a). **Energia e Desenvolvimento: Em busca do elo perdido 1. Blog INFOPETRO**. 13/08/2012. Disponível em <https://infopetro.wordpress.com/2012/08/13/energia-e-desenvolvimento-em-busca-do-elo-perdido-1/ > Acesso em novembro de 2014.

_____.(b). **Energia e Desenvolvimento II: Em busca do Elo Perdido no Setor Elétrico. Blog INFOPETRO**. 05/11/2012. Disponível em <https://infopetro.wordpress.com/2012/08/13/energia-e-desenvolvimento-em-busca-do-elo-perdido-1/> Acesso em novembro de 2014.

AMARAL FILHO, J.B. **A Reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campinas, Campinas, 2007. Disponível em <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000425759&fd=y> Acesso em junho de 2010.

ANEEL. Contratos de Geração. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/contrato/contrato.cfm?idramo=1> Acesso em 30 de novembro de 2013.

_____. Banco de Informação de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Usinas do tipo UHE em Construção. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=2>. Acesso até 18 de fevereiro de 2016.

_____. Banco de Informação de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Usinas do tipo UHE em Operação. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3> Acesso até 18 de fevereiro de 2016.

_____. Banco de Informação de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Usinas do tipo PCH em operação. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3> Acesso até 18 de fevereiro de 2016.

_____. Banco de Informação de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Usinas do tipo eólica em operação. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Outros&principal=E%25F3lica> Acesso até 18 de fevereiro de 2016.

_____. Participação Acionária dos Proprietários. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/paracemp/apl/PARACEMP_Menu.asp.> Acesso até março de 2016.

ARAÚJO, W. F. G de. **A parceria público-privada no Project finance como estratégia de garantia de investimento em infraestrutura e seu papel na reforma do setor elétrico brasileiro**. ANPAD. Disponível em <http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/3Es/3es_2003/2003_3ES93.pdf> Acesso em julho de 2015.

BALBINOTTI, F. **O regime jurídico das atividades envolvidas na prestação do serviço público de energia elétrica**. Instituto de Direito Romeu Felipe Bacellar. Curitiba, 2001. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/monografia_pos_graduacao_franciele_balbinotti.pdf> Acesso em janeiro de 2016.

BARTOLO, T. di. Relação entre o Índice de Intensidade Energética e a Evolução das Emissões de CO2 no Brasil (1980-2005). Trabalho de Monografia. Instituto de Economia, UFRJ: 2008.

BERNARDINI, M. Conteúdo quase acional. CARTA CAPITAL. Edição n°862, 12 de agosto de 2015.Entrevista concedida a Carlos Drummond.

BICALHO, R. A crise elétrica e a falta de coordenação. **Blog Infopetro**. 02/06/2014. Disponível em https://infopetro.wordpress.com/2014/06/02/a-crise-eletrica-e-a-falta-de-coordenacao/ Acesso em janeiro de 2016.

BIELSCHOWSKY, R. (Coord.). **Investimento e reformas no Brasil. Indústria e infraestrutura nos anos 1990**. Brasília: IPEA/CEPAL. 2002.
BNDES. Relatório Anual. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/RelAnual/relatorio_anual2012.pdf.> Acesso em 20 de agosto de 2013.

BNDES. Planilhas com operações diretas e indiretas não automáticas. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES_Transparente/Consulta_as_operacoes_do_BNDES/planilhas_operacoes_diretas_e_indiretas_nao_automaticas.html> Acesso em abril de 2015.

_____. Áreas de Atuação. Infraestrutura. Energia Elétrica. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energia/index.html.> Acesso em abril de 2015.

_____. Notícias. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2015/Energia/20150506_eolicas.html> Acesso em janeiro de 2016.

_____. Credenciamento de Aerogeradores. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/credenciamento_aerogeradores_anexo1.pdf> Acesso em janeiro de 2016.

BORGES, L.X.F. **Project Finance e infraestrutura**: descrição e críticas. BNDES, 2002. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev905.pdf> Acesso em julho de 2015.

BOURDIEU, P.; SAINT MARTIN. Le Patronat. In: BOURDIEU, Pierre. **La Noblesse d'état**. Paris: Les Édition de Minuit, 1989.

BOURDIEU, P. **Sur l'état:** Cours au Collège de France 1989-1992. Paris: Seuil: Édition Raisons d'agir, 2012.

BRACIER. **Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional. Siemens traz nova geração de turbina para usina eólica**. 28/02/2011. Disponível em <http://www.bracier.org.br/noticias/34-brasil/782-siemens-traz-nova-geracao-de-turbina-para-usina-eolica.html> Acesso outubro de 2015.

BRAGA, J.C. de S. **Temporalidade da riqueza**: uma contribuição a teoria da dinâmica capitalista. Tese de Doutoramento. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1985. Disponível em <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000046992.> Acesso em 15 jan 2013.

BRANDÃO, C.A. **Telecomunicações e Dinâmica Regional no Brasil**. Tese de Doutoramento. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1996. Disponível em < http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000105095> Acesso em julho de 2013.

_____. **Território e Desenvolvimento**: as múltiplas escalas entre o local e o global. 1.ed. Campinas: Editora Unicamp, 2007. v 1.

_____. Acumulação primitiva permanente e desenvolvimento capitalista no Brasil contemporâneo. In: ALMEIDA, A. W. B. de. (Org.). **Capitalismo Globalizado e Recursos Territoriais**. Rio de Janeiro: Lamparina, 2010.

_____. A busca da utopia do planejamento regional. **Revista Paranaense de Desenvolvimento**, Curitiba, n.120, p.17-37, jan./jun. 2011. Disponível em <http://www.ipardes.gov.br/publicacoes/revista_pr/revista_pr.htm> Acesso em: julho de 2013.

_____. **Acumulação de grandes capitais, estatalidade e produção social do espaço**: notas sobre o Brasil. Rio de Janeiro, IPPUR/UFRJ, 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2015 / Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2006. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PDEE/20060702_01.pdf> Acesso e outubro de 2010.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 / Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 / Ministério de Minas e Energia.** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2014.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia.** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015.

BRENNER, N. **New State Spaces**. OUP, Oxford. 2004.

BRENNER, N.; PECK, J.; THEODORE, N. Após a neoliberalização?. **Cadernos Metrópole**, Estados Unidos, nº 27, 2012. Disponível em http://www.cadernosmetropole.net/component/content/article/31/50-226 Acesso em julho de 2013.

BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo**. Tese de Doutoramento. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004. Disponível em <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000352831>Acesso em junho de 2010.

Business Review Brasil. **Desenvix inaugura parque eólico em Sergipe**. 29/01/2013. Disponível em <http://www.businessreviewbrasil.com.br/assuntodedinheiro/767/Desenvix-inaugura-Parque-Eoacutelico-em-Sergipe> Acesso em janeiro de 2016.

CACHAPUZ, P.B.B. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2006.

CALABI, A. S.; FONSECA, E.G; SAES, F. A.M.de; KINDI, E.; LIMA, J.L.; LEME, M.I.P; REICHSTUL, H. **A energia e a economia brasileira**: interações econômicas e institucionais no desenvolvimento do setor elétrico no Brasil. São Paulo: Pioneira: Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas, 1983.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Ambiente Livre e Ambiente Regulado (2015). Disponível em: ,< http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=53cjqpgrr_4&_afrLoop=192586625039380> Acesso em 15 dez 2015.

CAMARGO, L. G. B. C. **O Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização Contemporânea. Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas** UNISANTOS, Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas – Curso de Direito, Trabalho de Conclusão de Curso, 2005.

CANO, W. **Soberania e Política na América Latina**. São Paulo: Editora Unesp, 2000.

_____. **Raízes da Concentração Industrial em São Paulo**. 4. ed. Campinas: Instituto de Economia, 2007.

_____. **Desconcentração Produtiva Regional do Brasil:** 1970-2005. 1. ed. São Paulo: Unesp, 2008. v. 1.

_____. A desindustrialização no Brasil. **Texto para discussão. IE/UNICAMP, nº 200.** Jan/2012. Disponível em < www.eco.unicamp.br/docprod/downarq.php?id=3183&tp=a> Acesso em julho de 2013

CARDOSO, J.G.R.; CARVALHO, P.S.L.; FONSECA, P.S.M.; SILVA, M.M.; ROCIO, M.A.R.. A Indústria do alumínio: estrutura e tendências. **BNDES SETORIAL n°33**. Rio de Janeiro: 2011. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3302.pdf.> Acesso em 10 de novembro de 2013.

CARNEIRO, R. **Desenvolvimento em crise**: a economia brasileira no último quarto do século XX. São Paulo: Editora da Unesp, 2002.

_____, R. Impasses do desenvolvimento brasileiro: a questão produtiva. **Texto para Discussão. IE/UNICAMP, nº53**, Nov. 2008.

CARVALHO, G.L de. Sociedade de propósito específico. **Revista Jus Navigandi**, Teresina, ano 12, n. 1626, 14 dez. 2007. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/10756 > Acesso em: 18 dez 2015.

CARVALHO NETO, J.C. Depoimento. José da Costa Carvalho Neto. Rio de Janeiro, Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2011.

CASTRO, N. J. . O novo marco regulatório do setor elétrico do Brasil. Rio de Janeiro: IFE 1298, IE – UFRJ, 03 de março de 2004. Disponível em < http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro13.htm> Acesso em junho de 2010.

_____ . O Destravamento Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro. **IFE. Informe Eletrônico**, v. 2007: 1-2, 2007. Disponível em < http://raceadmv3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/njcastro83.pdf> Acesso em junho de 2010.

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001 Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf Acesso em março de 2016.

CDDPH. CONSELHO DE DEFESA DOS DIREITOS DA PESSOA HUMANA. Comissão Especial Atingidos por Barragens. Disponível em < http://www.mabnacional.org.br/sites/default/files/Relat%C3%B3rio%20Final_0.pdf> Acesso em março de 2016.

CNAE. Classificação Nacional de Atividades Econômicas. Ministério do Orçamento, Planejamento e Gestão. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Rio de Janeiro, 2007.

CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. 2015 **Energy Trilemma Index: Benchmarking the sustainability of national energy systems**. World Energy Council. Disponível em <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2015/11/20151030-Index-report-PDF.pdf> Acesso em 02 jan 2016.

COUTINHO, L. A Especialização Regressiva: Um Balanço do Desempenho Industrial Pós-estabilização. In: J. P. dos Reis Velloso (Coord.). **Brasil: Desafios de um País em Transformação**. Rio de Janeiro: José Olympio, 1997.

CPFL Energias Renováveis. **Formulário de Referência**. 2013. Disponível em

DAIN, S.; LESSA, C. (1982). Capitalismo Associado: algumas referências para o tema Estado e Desenvolvimento. In: COUTINHO, R.; BELLUZZO, L.G.M. (Orgs.). **Desenvolvimento Capitalista no Brasil. Ensaios sobre a Crise**. São Paulo: Brasiliense, 1982 p. 214-228.

D`ARAÚJO, R. P. **O Setor Elétrico Brasileiro** – uma aventura mercantil. Brasília: Confea, 2009.

DIÁRIO DO COMÉRCIO. Cemig reforça sua nova estratégia. 10/08/2013. Disponível em <http://www.diariodocomercio.com.br/noticia.php?id=3167> Acesso em agosto de 2015.

DRAIBE, S. **Rumos e Metamorfoses**: Estado e Industrialização no Brasil 1930-1960. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2004. v. 2.

EBC. Empresa Brasileira de Comunicações. **Governo assina contratos de concessão de 29 usinas hidrelétricas**. Disponível em <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-01/governo-assina-contratos-de-concessao-de-29-usinas-hidreletricas> Acesso em janeiro de 2016.

_____. **OEA pede informações sobre violações de direitos humanos em Belo Monte**. Disponível em http://agenciabrasil.ebc.com.br/direitos-humanos/noticia/2016-01/oea-pede-informacoes-sobre-violacoes-de-direitos-humanos-em-belo Acesso em fevereiro de 2016.

ELETROBRÁS. PROINFA, 2016. Disponível em Conforme sítio eletrônico da empresa disponível em http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm. Acesso em julho de 2016.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe a Imprensa. Leilão de Fontes Alternativas.** 2007. Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20070618_1.pdf> Acesso em junho de 2016.

_____. **Estudo da Eficiência Energética**. Nota Técnica DEA 10/14. Disponível em < http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf> Acesso e março de 2016.

ESPÓSITO, A. S. O setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas. In: SOUZA, Filipe Lage de (Org.). **BNDES 60 ANOS**. Rio de Janeiro: Perspectivas Setoriais, 2012.

EXAME. **Um Sócio de 15 bilhões de reais para a Cemig**. 16/04/2012. Disponível em <http://exame.abril.com.br/revista-exame/edicoes/1014/noticias/um-socio-de-15-bilhoes-de-reais-para-a-cemig> Acesso em setembro de 2015.

_____. Tarpon coloca mais uma empresa a venda. 25/05/2015. Disponível em <http://exame.abril.com.br/blogs/primeiro-lugar/2015/05/25/tarpon-coloca-mais-uma-empresa-a-venda/> Acesso em março de 2016.

FÉRES, M. A. As sociedades de propósito específico (SPE) no âmbito das parcerias público-privadas (PPP). Algumas observações de Direito Comercial sobre o art. 9º da Lei nº 11.079/2004. **Jus Navigandi**, Teresina, ano 9, n. 694, 30 maio 2005. Disponível em: <http://jus.com.br/artigos/6804>. Acesso em: 18 dez. 2015.

FIUZA, E.; MEDEIROS, B. **Nota Técnica - A reforma da Lei 8.666/93 e do arcabouço legal de compras públicas no Brasil**: contribuições do Ipea à Consulta Pública do Senado. IPEA, 2013. Disponível em <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/nota_tecnica/131101_notatecnicadiest08.pdf.> Acesso em 20 dez 2015.

FREITAS, L. F. A. de. **Desenvolvimento e acumulação na economia brasileira**: uma análise do seu ritmo e evolução após a década de 1980. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Porto Alegre, 2012. Disponível em < https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/61910/000863469.pdf?sequence=1> Acesso em janeiro de 2016.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL. **IMF Primary Commodity Prices**. Disponível em http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx Acesso em 2 jan 2016.

FURTADO, C. **Essencial Celso Furtado**. São Paulo: Penguim Classic Companhia das Letras, 2013.

GARZON, L.F.N. Processos Decisórios e Articulação Estado-Capital de 2002 A 2013. Tese de doutorado. Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

GOMES, A. S. T.; ABARCA, C. D.; FARIA, E. S. T.; FERNANDES, H. H. O Setor Elétrico.In: BNDES. **BNDES, 50 anos:** Histórias Setoriais (dezembro/2002). Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 18 jul. 2008.

GONÇALVES, R. **Desenvolvimentismo às avessas:** verdade, má-fé e ilusão no atual modelo brasileiro de desenvolvimento. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

HARVEY, D. **The limits to Capital**. Verso, Oxford, 1982.

_____ . **A produção capitalista do espaço**. 2. ed. São Paulo: Annablume, 2006.

_____. **O novo imperialismo**. São Paulo: Edições Loyola., 2004.

_____. **Para entender o capital**. São Paulo: Editora Boitempo., 2015.

HIRSCHMAN, A. **Estratégia do Desenvolvimento Econômico**. Rio de Janeiro: Editora Fundo de Cultura S. A., 1958

HOBSBAWN, E. **A era dos Impérios**. São Paulo Paz e Terra, 2009.

INEE. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Contribuição do Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE à Audiência Pública Nº 010/2006 para alterar a Resolução Normativa nº 265/03 da ANEEL sobre os serviços ancilares.** Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/010/contribuicao/inee_-_instituto_nacional_de_efici%C3%AAncia_energetica.pdf> Acesso em dezembro 2015.

JORNAL GGN. **A parceria não explicada da Cemig com a Andrade Gutierrez**. Disponível em <http://jornalggn.com.br/noticia/a-parceria-nao-explicada-da-cemig-com-a-andrade-gutierrez> Acesso em março de 2016.

LAGE, L. S; PROCESSI, L.D. O panorama do setor de energia elétrica. **Revista do BNDES 39**. Disponível em <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2926/1/RB%2039%20Panorama%20do%20setor%20de%20energia%20e%C3%B3lica_P.pdf> Acesso em setembro de 2015.

LEMOS, C.F. de. **O processo sociotécnico de eletrificação da Amazônia**: articulações e contradições entre o Estado, capital e território (1890 a 1990). Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

LESSA, C. A **Estratégia de Desenvolvimento 1974-1976**: sonho e fracasso. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1978.

LIMA, B. W. F. **Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte e o Programa Brasileiro de PCHs.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 82 pág. Trabalho de Graduação. Disponível em <http://www.ifch.unicamp.br/profseva/BRUNOLIMAred_TG2_dez09_Final.pdf> Acesso em fevereiro de 2016.

LOSEKANN, L. **MP 579**: A disputa da renda hidráulica. Infopetro 08/10/2012. Disponível em <http://jornalggn.com.br/blog/luisnassif/mp-579-a-disputa-pela-renda-hidraulica> Acesso em novembro de 2014.

_____ (a) **10 anos do "Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro":** Sem motivos para comemorar. Blog Infopetro 17/03/2014. Disponível em <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/17/10-anos-do-novo-modelo-do-setor-eletrico-brasileiro-sem-motivos-para-comemorar/> Acesso em novembro de 2014.

_____ (b) I**mpactos da crise elétrica e as próximas páginas do setor elétrico brasileiro**. Blog Infopetro. 09/06/2014. Disponível em https://infopetro.wordpress.com/2014/06/09/impactos-da-crise-eletrica-e-as-proximas-paginas-do-setor-eletrico-brasileiro/ Acesso em novembro de 2014.

MEIRELLES, J.L.F.; PIMENTA JÚNIOR, T.; Rebelatto, D.A.N. Venture capital e private equity no Brasil: alternativa de financiamento para empresas de base tecnológica. Gest. Prod. vol.15 no.1 São Carlos Jan./Apr. 2008. Disponível em

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-530X2008000100003> Acesso em dezembro de 2015**.**

MEIRELLES, J. A. M. Parques eólicos desestruturam a dinâmica ambiental e ecológica do litoral. **Entrevista especial com Antônio Jeovah de Andrade Meirelles**. Instituto Humanitas Unisinos. Disponível em <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/522069-parques-eolicos-desestruturam-a-dinamica-ambiental-e-ecologica-do-litoral-entrevista-especial-com-antonio-jeovah-de-andrade-meireles> Acesso em janeiro de 2016.

MELLO, J. M.C. **O capitalismo tardio**. São Paulo: Editora Unesp, 2009.

MIELNIK, O; NEVES, C.C. Característica da estrutura de produção de energia hidrelétrica no Brasil. In: Sigaud, L; Piguelli Rosa, L; Mielnik, O. (org). **Impactos de Grandes Projetos Hidrelétricos e Nucleares**: aspectos econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais. São Paulo: Marco Zero, 1988.

MIRANDA, J.C.;TAVARES, M.C. Estratégias de Conglomeração. In: José Luis Fiori (org.). **Estados e Moedas no Desenvolvimento do Brasil**. 3.ed. Petrópolis: Vozes, 1999.

MUNIZ LOPES, J.A. Depoimento. José Antônio Muniz Lopes (depoimento 2011). Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2011.

OFFE, C. **Problemas Estruturais do Estado Capitalista**. Rio de Janeiro: Tempo Brasileiro, 2004.

OLIVEIRA, F. O Surgimento do Antivalor. **Novos Estudos** nº 2, out/1988. Disponível em < http://novosestudos.uol.com.br/v1/files/uploads/contents/56/20080623_o_surgimento_do_antivalor.pdf> Acesso em junho de 2010.

_____. **Noiva da Revolução/Elegia para uma Re(li)gião**. São Paulo: Boitempo, 2008.

ONUBR. Organizações das Nações Unidas Brasil. **Brasil é um dos dez maiores investidores em energia renovável do mundo, aponta relatório do PNUMA**. Disponível em <https://nacoesunidas.org/brasil-e-um-dos-dez-maiores-investidores-em-energia-renovavel-do-mundo-aponta-relatorio-do-pnuma/> Acesso em abril de 2016.

ORAIR, R.O. Notas sobre a trajetória do investimento público no Brasil. In: Gabriel Coelho Squeff (Org.). **Dinâmica Macrossetorial Brasileira**. Brasília: Ipea, 2015.

PACHECO, C. A. **A fragmentação da Nação**. Campinas: IE/Unicamp, 1998.

PAULANI, L. Acumulação sistêmica, poupança externa e rentismo: observações sobre o caso brasileiro. **Estudos Avançados**, vol.27 nº77, São Paulo, 2013.

PÊGO, B; CAMPOS NETO, C.A.S. **O PAC e o setor elétrico**: desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007-2010). IPEA.. Disponível em <http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=4881 > Acesso em: 18 de julho de 2015.

PINGUELLI ROSA, L. A crise energética: uma reputação empírica do modelo econômico neoliberal. In: Carlos Lessa (Org.). **O Brasil à luz do apagão**. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

_____. A crise energética: causas e medidas de mitigação. In: Adriano Murgel Branco (org.). **Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

_____. **MP579 sepulta ideia de transformar Eletrobras numa Petrobras**. Disponível em <http://ilumina.org.br/mp579-sepulta-ideia-de-transformar-eletrobras-numa-petrobras/> Acesso em janeiro de 2016.

_____. **Energia nos governos Lula e Dilma.** Revista USP 104 – Energia Elétrica: crise, diagnóstico e saídas. São Paulo, 2015.

PINHEIRO, M.F. B. **Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países**. Campinas, SP: [s.n.], 2007. Dissertação de Mestrado.

PORTAL BRASIL. **Leilão de hidrelétricas negocia R$ 17 bilhões em outorgas**. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2015/11/leilao-de-hidreletricas-negocia-r-17-bilhoes-em-outorgas.> Acesso em janeiro de 2016.

_____. **Usina de Belo Monte no Pará é a maior obra de infraestrutura do Brasil**. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/energia-para-abastecer-40-do-consumo-residencial-do-pais> Acesso outubro de 2015.

POULANTZAS, N. **L'Etat, le pouvoir et le socialisme**. (1978) Paris: Les Prairies ordinaires, 2013.

PRADO JR., C. **Formação do Brasil Contemporâneo**. São Paulo: Brasiliense, 1971.

PREBISH, R. (1949) O Desenvolvimento Econômico da América Latina e alguns de seus problemas principais. In: Ricardo Bielschowsky (Org.). **Cinquenta Anos de Pensamento da Cepal.** Disponível em: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/1607/S33098N962Av1_pt.pdf;jsessionid=2547C8BDE760E9657B8D3FD46D87CBA5?sequence=1. Acesso em 10 out 2015.

QUEIROZ, R. **A crise do setor elétrico: a necessidade de decisões colegiadas**. Blog Infopetro. Disponível em <https://infopetro.wordpress.com/2014/05/19/a-crise-do-setor-eletrico-a-necessidade-de-decisoes-colegiadas/> Acesso em novembro de 2014.

REPORTER BRASIL. **Quem são os chineses de olho na Amazônia**. Disponível em <http://reporterbrasil.org.br/2016/02/quem-sao-os-chineses-de-olho-na-amazonia/> Acesso em março de 2016.

REUTERS. **Renova e Cemig informam pagamento pela Chipley por 51% da Brasil PCH**. Disponível em < http://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2014/02/17/renova-e-cemig-informam-pagamento-pela-chipley-por-51-da-brasil-pch.htm> Acesso em outubro de 2015.

RODRIGUES, G.S.S.C.; ROSA, M.R. O Licenciamento Ambiental de Pequenas Centrais Hidrelétricas e a sua efetividade no planejamento territorial da Bacia do Rio Uberabinha-MG. **Revista Geonorte**, Edição Especial, V.3, N.4, p. 1117-1127, 2012. Disponível em <http://www.revistageonorte.ufam.edu.br/attachments/009_%28O%20LICENCIAMENTO%20AMBIENTAL%20DE%20PEQUENAS%20CENTRAIS%20HIDREL%C3%89TRICAS%20E%20A%20SUA%20EFETIVIDADE%20NO%20PLANEJAMENTO%20TERRITORIAL%20D%29.pdf> Acesso janeiro de 2016.

ROCHA, R.T. **Análise de eficiência energética nos países do BRICS a partir da aplicação da Análise por Envoltória de Dados e indicadores de sustentabilidade.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de São Paulo. Escola de Engenharia de São Carlos. Departamento de Engenharia de Produção. São Carlos, 2015. Disponível em < www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180830/tce.../**Rocha**_Roberta_Teixeira_tcc.pdf> Acesso em junho de 2016.

SAUER, I.L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor elétrico, questões e alternativas. In: Antônio Murgel Branco (Org.). **Política energética e crise de desenvolvimento**: a antevisão de Catullo Branco. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

SCHUMPETER, J. **Capitalismo Socialismo e Democracia.** Rio de Janeiro: Editora Fundo de Cultura, 1961. Disponível em <http://uenf.br/cch/lesce/files/2013/08/Texto-3.pdf > Acesso em 2009.

SENADO FEDERAL. **BNDES vai assumir fatias da Andrade na Cemig**. Disponível em <http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/516845/noticia.html?sequence=1> Acesso em novembro de 2015.

SIFFERT, N., ALONSO, L.A., CHAGAS, E.B.,SZUSTER, F.R., SUSSEKIND, C. S.. O **Papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo do project finance**. 2012. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200903_01.html> Acesso em 18 de julho de 2015.

SILVA, A.M. **Megaprojetos, conflitos e processo decisório - a análise de uma controvérsia intemporal chamada Belo Monte**. Universidade de Coimbra, 2015. Tese de Doutoramento.

SIMONSEN. R.C. **História Econômica do Brasil**: 1500-1820. São Paulo: Cia. Editora Nacional, 1937.

TAVARES, M.C.; SERRA, J. Além da Estagnação. In: Maria da Conceição Tavares. Da **Substituição de Importações ao Capitalismo Financeiro**. Rio de Janeiro: Zahar Editores, 1978.

TAVARES, M. C. Império, território e dinheiro. In José Luís Fiori (org.). **Estado e moedas no desenvolvimento das nações**. Petrópolis: Vozes, 1999.

THEODORE, N.; PECK, J.; BRENNER, N. **Urbanismo neoliberal: la ciudad y EL IMPERIO de los mercados**. 2009. Disponível em <http://metropolitanstudies.as.nyu.edu/docs/IO/222/2009_Urbanismo_neoliberal.pdf > Acesso em julho de 2012.

TOMALSQUIM, M.T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

VAINER, C. B.; ARAÚJO, F.G.B. **Grandes Projetos Hidrelétricos e desenvolvimento regional**. Rio de Janeiro: CEDI, 1992.

VAINER, C.B.. **Brésil**: à l'ombre de Light-EDF. L'économie politique. 2003/2 (nº18). Éditeur: Alternative économique. Disponível em <http://www.cairn.info/revue-l-economie-politique-2003-2-page-75.htm> Acesso em julho de 2014.

_____. Fragmentação e projeto nacional: Desafios para o planejamento territorial. In: Diniz, Célio Campolina. (Org.) **Políticas de desenvolvimento regional**: desafios e perspectivas à luz da experiência da União Européia e do Brasil: Ministério da Integração Nacional, 2007 v.1. : 103-130.

_____. Estado e sociedade no planejamento e organização da indústria energética. **Apresentação no Seminário Nacional sobre o modelo energético: atualidade e perspectivas.** Mesa de Diálogos sobre Energia. Secretaria Geral da Presidência da República e Plataforma Operária e Camponesa para energia. Brasília, 20 de abril de 2012. (mimeo).

VALOR ECONÔMICO. Grandes Empresas. Dezembro de 2014. Ano 13 Número 13.
_____. **Desenvix recebe aporte de R$ 119 milhões e muda de nome** Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/4132500/desenvix-recebe-aporte-de-r-119-milhoes-e-muda-de-nome> Acesso em janeiro de 2016.

VENTURA FILHO, A. **Altino Ventura Filho** (depoimento 2011). Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2011.

_____. A Política Energética do Brasil. **Cadernos Adenauer XV(2014),** nº3, Eficiência energética. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, janeiro 2015.

VIEIRA, J. **Antivalor: um estudo da energia elétrica: construída como antimercadoria e reformada pelo mercado nos anos 1990**. São Paulo: Paz e Terra, 2007.

VILLELA, A. Dos 'Anos Dourados' de JK à Crise não Resolvida (1956-1963). In: Fábio Giambiagi, André Villela, Lavínia Barros de Castro e Jennifer Hermann. **Economia Brasileira Contemporânea**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

WERNER, D**. Desenvolvimento Regional e grandes projetos hidrelétricos (1990-2010): o caso do Complexo Madeira**. Campinas, 2011. Dissertação de Mestrado. Disponível em <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000837503>

**Sítios eletrônicos das empresas e organizações**

Asea Brow Bovery. Disponível em <http://www02.abb.com/global/brabb/brabb151.nsf!OpenDatabase&db=/global/brabb/brabb155.nsf&v=39B2&e=pt&c=6BD02AA2DE2EA47E03256EC3006DE59E> Acesso em janeiro de 2016.

ABEEolica. Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em <http://www.portalabeeolica.org.br/> Acesso em janeiro de 2016.

Banco Votorantim. Disponível em <https://www.bancovotorantim.com.br/web/export/sites/bancovotorantim/bvarquivos/fundos/lamina_energia_sustentavel.pdf> Acesso em janeiro de 2016.

Brennand Energia Disponível em <http://www.brennandenergia.com.br/site/historico.php?c=4 > Acesso em fevereiro de 2016.

Atiaia Energia Disponível em<http://www.atiaiaenergia.com.br/home/home.php> Acesso em fevereiro de 2016.

Casa dos Ventos. Disponível em <http://casadosventos.com.br/pt/13-press-releases/68-casa-dos-ventos-inaugura-o-maior-complexo-eolico-de-pernambuco> Acesso em fevereiro de 2016.

Camargo Correa. Disponível em <http://www.camargocorrea.com.br/grupo-camargo-correa/grupo/negocios/concessoes-de-energia.html> Acesso em fevereiro de 2016.

Cemig. Acordo de Acionistas. Disponível em <http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/8867/AcordodeAcionistas_por.pdf > Acesso em fevereiro de 2016.

Companhia Siderurgica Nacional. CSN. Disponível em <http://www.csn.com.br/irj/go/km/docs/csn_multimidia/csn/html/rel2011/governanca-corporativa.html> Acesso em fevereiro de 2016.

Consórcio Belo Monte Norte Energia. Disponível em Disponível em <https://www.consorciobelomonte.com.br/Publico.aspx?id=2> Acesso em fevereiro de 2016.

Contour Global. Disponível em <http://www.contourglobal.com/region/latin-america> CPFL Energia Disponível em <http://www.cpfl.com.br/institucional/quem-somos/nossahistoria/Paginas/default.aspx > Acesso em fevereiro de 2016.

Elecnor. Disponível em <http://www.elecnor.com.br/br/conheca-nos/um-pouco-de-historia/ > Acesso em fevereiro de 2016.

Electra Power Disponível em <http://www.electrapower.com.br/operacao/ > Eletrobras. Proinfa. Disponível em <http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm> Acesso em fevereiro de 2016.

Enercon. Disponível em <http://www.enercon.de/en/company/history/> Acesso em fevereiro de 2016.

Engie. Connaître le group. Disponível em <http://www.engie.com/groupe/> Acesso em janeiro de 2016.

Energia Sustentável S.A. Disponível em <http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/empresa#a-usina-hidreletrica-jirau>. Acesso em março de 2016.

Eólicas do Sul. Disponível em <http://www.eolicasdosul.com/financeiro/livramento-holding-s-a/> Acesso em março de 2016.

Eólica Tecnologia. Disponível em <http://www.eolica.com.br/?s=about> Acesso em março de 2016.

Grupo Bolognesi. Sulgas. Disponível em <http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/revistas/Sulgas_n5_jan_mar/files/assets/downloads/page0013.pdf> Acesso em março de 2016.

IMPSA. Disponível em <http://www.impsa.com/pt/SitePages/IMPSA.aspx>
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA. http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/127848.htm Acesso em março de 2016.

Juruena S.A. Disponível em <http://www.juruenasa.com.br/conteudoAberto.aspx?idMenuTop=4&idAreaAberta=12&titulo=Acionistas> Acesso em março de 2016.

Movimento Xingu Vivo. Disponível em <http://www.xinguvivo.org.br> Acesso em abril de 2016.

MULTINER. Disponível em <http://www.multiner.com.br/multiner/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=46703&id=174542> Acesso em março de 2016.

Norte Energia. Consórcio. Disponível em <http://norteenergiasa.com.br/site/portugues/composicao-acionaria/> Acesso em março de 2016.

Odebrecht. Disponível em <http://www.odebrechtonline.com.br/materias/02301-02400/2385/?lang=pt> Acesso em março de 2016.

Omega Energia. Disponível em <http://www.omegaenergia.com.br/sobre#apresentacao> Acesso em março de 2016
PATTAC. Disponível em <http://www.pattac.com.br/institucional> Acesso em março de 2016.

Portal PCH. Disponível em <http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm> Acesso em março de 2016.

Rio Bravo. Disponível em <http://www.riobravo.com.br/RioBravo/Lists/Historico/Historia.aspx> Acesso em março de 2016.

Rio Energy. Disponível em <http://www.rioenergy.com.br/conheca-a-rio-energy/> Acesso em março de 2016.

SERVENG. Disponível em <http://www.serveng.com.br/negocios/energia> Acesso em março de 2016.

Silea Participações Disponível em < http://www.silea.com.br/a-empresa/historia>
Terraform Global Disponível em <http://www.terraformglobal.com/phoenix.zhtml?c=254121&p=home-page> Acesso em março de 2016.

The Wind Power. Disponível em <http://www.thewindpower.net/country_en_26_brazil.php> Acesso em março de 2016.

UHE Baguari. Disponível em <http://www.uhebaguari.com.br/page/noticia.ver.asp?iN=9 > Acesso em março de 2016.

Voltalia. Disponível em <http://www.voltalia.com/pt/o-grupo/historico_175.html> Acesso em março de 2016.

WEG. Disponível em <http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Corporativo/WEG-anuncia-Joint-Venture-para-fabricacao-de-aerogeradores> Acesso em março de 2016.

**Legislações**

BRASIL. Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954. Institui o Fundo Federal, de Eletrificação, cria o impôsto único sôbre energia elétrica, altera a legislação do impôsto de consumo, e dá outras providências. Rio de Janeiro, 1954. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/L2308.htm

_____. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/Ccivil_03/LEIS/1950-1969/L3782.htm>

BRASIL. Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm>

_____. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continentais, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF) Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7990.htm>

_____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm>

_____. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm >

_____. Lei nº 8.666, de 21 de Junho de 1993. Regulamenta o art. 37, inciso XXI, da Constituição Federal, institui normas para licitações e contratos da Administração Pública e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8666cons.htm>

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm>

_____. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm>

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm >

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providência. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm>

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em BRASIL. <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>

_____. Lei nº 11.079, de 30 de Dezembro de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l11079.htm>

_____. Lei nº 11.578, de 26 de novembro de 2007. Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/Lei/L11578.htm>

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>

**Resoluções**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. Resolução n°394, de 04 de dezembro de 1998. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1998394.pdf >

_____. Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. Resolução nº 343, de 9 de dezembro de 2008. Anexo. 2009. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2008343_2.pdf >

BANCO CENTRAL. Consolida e redefine as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público. Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/normativo.asp?tipo=res&ano=2001&numero=2827 >

CONSELHO NACIONAL DE PESQUISA ENERGÉTICA. Indica a Usina Hidrelétrica denominada UHE Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências. Resolução nº 04/2007. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/Resolucao04.pdf/90f6cc76-3ff5-4c67-b07e-d466283935dd >

_____. Indica a Usina Hidrelétrica denominada UHE Jirau, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências. Resolução nº 01/2008. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139153/Resolucao01.pdf/96afe90b-ab80-4a1d-90c1-4163a78b4a2a >

CONSELHO NACIONAL DE PESQUISA ENERGÉTICA. Indica o projeto de geração de energia elétrica denominado Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte, localizado no rio Xingu, no Estado do Pará, prioritário para efeito de licitação e implantação, e dá outras providências. Resolução nº 05/2009. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139155/RESOLUxO_CNPE_5.pdf/c148546f-ce0e-4517-b052-5e52fd2b5bc6 >

_____. Indica os projetos de geração de energia elétrica denominados Aproveitamentos Hidrelétricos São Luiz do Tapajós, Jatobá, Jardim do Ouro e Chacorão como projetos estratégicos de interesse público, estruturantes e prioritários para efeito de licitação e implantação, e dá outras providências. Resolução nº 03/2011. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139159/Resoluxo_3_CNPE_Complexo_Tapajxs_07_06_11.pdf/b05aaa9c-99ef-4e30-9206-8413149174a4 >