



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

Ana Luiza Souza Mendes

**O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL PÓS 1990: UMA  
ANÁLISE SOB A ÓTICA DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL**

**Rio de Janeiro  
2019**

ANA LUIZA SOUZA MENDES

**O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL PÓS 1990: UMA  
ANÁLISE SOB A ÓTICA DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL**

Tese de Doutorado apresentada à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Doutora em Economia.

Orientadora:  
Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Maria da Graça Derengowski Fonseca

**Rio de Janeiro  
2019**

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

**FICHA CATALOGRÁFICA**

M537 Mendes, Ana Luiza Souza

O setor de energia elétrica no Brasil pós 1990: uma análise sob a ótica da nova economia institucional / Ana Luiza Souza Mendes. – 2019.

161 p.; 31 cm.

Orientador: Maria da Graça Derengowski Fonseca

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2019.

Bibliografia: f. 154 – 161.

1. Setor de energia elétrica - Brasil. 2. Nova economia institucional. 3. Governança Institucional. I. Fonseca, Maria da Graça Derengowski, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 333.7932


# O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL PÓS 1990: UMA ANÁLISE SOB A ÓTICA DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL

ANA LUIZA SOUZA MENDES

Tese apresentada à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito necessário para obtenção de título de Doutora em Economia.

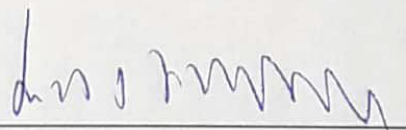
Aprovada em 27 de fevereiro de 2019.


## BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Dra. Maria da Graça Derengowski Fonseca (UFRJ), orientadora

  
Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (UFRJ)

  
Prof. Dr. Marcelo Colomer Ferraro (UFRJ)

  
Prof. Dr. Nelson Fontes Siffert Filho (BNDES)

  
Prof. Dr. Paulo Furquim de Azevedo (Insper)

Embora não seja uma tese sobre a histórica, foi depois de mergulhar profundamente na história do setor elétrico brasileiro que passei a compreender melhor o meu objeto de pesquisa. Assim, por todo apreço que tenho pela história das pessoas e das coisas, dedico este trabalho à minha história mais antiga,

Meus avós,  
*Lindaura Maria de Jesus (in memorian)*  
*José Henrique de Souza (in memorian)*  
*Raimundo Joaquim Mendes (in memorian)*  
*Josefa Maria Mendes*

E à minha história mais recente,

Meus pais,  
*Maria Aparecida de Souza Mendes*  
*Geraldo Mendes da Silva*

E ao meu muito amado esposo,  
*Arthur Lourenço Jardim de Souza Brasil*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família e aos meus amigos.

Agradeço ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e a cada professora e professor com quem tive o privilégio de estudar, em especial, à minha orientadora, prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Maria da Graça D. Fonseca.

Agradeço ao Dr. Nelson Siffert Filho, por todas as contribuições a este trabalho.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES), pelo financiamento aos quatro anos de doutorado.

*Quanto maior for o progresso em conhecimento mais claramente discerniremos a vastidão da nossa ignorância.*

Karl Popper, *Lógica das Ciências Sociais*

## RESUMO

Esta tese procurou entender as razões pelas quais as usinas hidrelétricas tiveram sua participação reduzida no processo de expansão do setor elétrico, a partir da segunda metade da década de 1990. Assim, essa tese se direciona a análise das especificidades dos ativos do setor elétrico no Brasil, e suas implicações em termos dos custos de transação. O sistema de transmissão do Brasil, através do Sistema Interligado Nacional, é apresentado como resultado de uma especificidade geográfica de caráter nacional, uma vez que seu desenvolvimento integrou o aproveitamento hidrelétrico das bacias hidrográficas de todo país. Partindo desta temática, foram analisadas as mudanças na governança institucional promovidas pelas reformas do modelo institucional do setor elétrico realizadas nos anos 1995 e 2004, tendo como base o referencial da nova economia institucional. Essa análise levou em consideração as duas principais características dessa indústria no Brasil: a predominância histórica de hidrelétricas no segmento de geração e a formação de um sistema de transmissão integrado em nível nacional. Embora o sistema de transmissão permaneça integrado em nível nacional, a composição do *mix* de geração tende a mudar no futuro, sendo que os leilões de energia das duas últimas décadas são um indício desta mudança. Argumenta-se que as usinas hidrelétricas tiveram sua participação reduzida no processo de expansão do setor elétrico, primeiro pela exploração já realizada dos melhores recursos hidrelétricos; e segundo, pela própria dificuldade de exploração dos recursos hídricos disponíveis, dadas questões de ordem jurídica e regulatória no país. A análise institucionalista permite concluir que uma reforma no modelo institucional não é condição suficiente para determinar a eficiência da governança institucional do setor elétrico. A transição da governança hierárquica para o mercado livre em meados dos anos 1995 esbarrou em um mercado composto por ativos de elevado grau de especificidade, uma rede de transmissão pouco integrada e ambiente institucional incerto. Por outro lado, a reforma de 2004, embora tenha desacelerado o processo de privatizações do setor elétrico, ao instituir um ambiente regulado para celebração de contratos de longo prazo permitiu o aumento dos investimentos.

**Palavras-chave:** Setor de Energia Elétrica no Brasil. Nova Economia Institucional. Governança Institucional. Ativos Específicos.



## **SUMMARY**

This thesis has the objective to understand the reasons why the hydroelectric power plants have reduced their participation in the expansion of the Brazilian power sector after the 1990s. It analyzed the specificities of the hydroelectric power system and its applications in terms of the transaction costs. The Brazilian transmission system, through the National Interligated System, has been introduced as a result of a geographic specification, since it has been integrated into the hydrological resources in the country. It was analyzed the institutional governance changes promoted by the institutional model reforms made in 1995 and 2004, considering the new institutional economy. This analysis considered the two main characteristics of this industry in Brazil: the historical predominance of hydroelectric power plants in the generation segment and the formation of an integrated transmission system at the national level. Although the transmission system remains integrated at the national level, the composition of the generation mix might change in the future, with energy auctions of the last two decades indicative of this change. It is argued that hydroelectric power plants have reduced their share in the expansion process, first because the best hydroelectric resources were already exploited, and second because there are limitations in the exploration of water resources, due to legal and regulatory issues in Brazil. The institutionalist analysis allows concluding that the reform in the institutional model is not a sufficient condition to determine the efficiency of the institutional governance of the electric sector. The transition from hierarchical governance to the free market in the mid-1995s stumbled into a market composed of highly specificity assets, a poorly integrated transmission network, and an uncertain institutional environment. On the other hand, the reform held in 2004 although reduced the number of privatizations in the electricity sector, by instituting a regulated environment for the conclusion of long-term contracts, allowed the increase of investments in the sector.

**Keywords:** Electric Power Sector in Brazil. New Institutional Economy. Institutional Governance. Specific Assets.

## Lista de Figuras

Figura 1 – Estrutura de Falhas Organizacionais.....	33
Figura 2 – Demanda em relação à escala mínima eficiente .....	45
Figura 3 – Monopólio Natural .....	45
Figura 4 – Relação entre Custo de Governança e Especificidade dos Ativos.....	48
Figura 5 – Condicionantes da Estrutura de Governança .....	50
Figura 6 – Esquema de organização da indústria de energia elétrica.....	60
Figura 7 – Ambientes de Contratação .....	87
Figura 8 – Esquema temporal dos leilões de energia no ACR .....	88
Figura 9 – Agentes Institucionais do Setor Elétrico .....	93
Figura 10 – Sistema Interligado Nacional em 2018 .....	104
Figura 11 – Decisões de operação presente e consequências futuras.....	122
Figura 12 – Operação do SIN .....	124
Figura 13 – Esquema de crescimento de uma indústria de eletricidade.....	144

## **Lista de Gráficos**

Gráfico 1 – Capacidade instalada por subsistema (2018).....	108
Gráfico 2 – Distribuição das UHEs por unidade da federação (2018) .....	111
Gráfico 3 - Distribuição das principais UTEs por unidade da federação (2018) .....	114
Gráfico 4 – EOL em capacidade instalada em MW por unidade da federação (2018) .....	115
Gráfico 5 – Resultado dos leilões de energia por tipo em MW (2005-2018).....	117
Gráfico 6 – Crescimento da capacidade instalada por tipo de usina (1960-2018) .....	140
Gráfico 7 – Energia total gerada em MWmed e participação (%) por fonte (2005-2017).....	143

## **Lista de Quadros**

Quadro 1– Característica do investimento .....	31
Quadro 2 – Premissas Comportamentais.....	35
Quadro 3 – Características do Investimento e Estrutura de Governança .....	57
Quadro 4 – Efeito de cada fator na composição do investimento e grau de especificidade dos ativos.....	138

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1 – Capacidade instalada por tipo de usina no Brasil em 2018.....	107
Tabela 2 – Distribuição da capacidade instalada por subsistema do SIN (2018) .....	108
Tabela 3 – Potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica .....	112
Tabela 4 – UTEs por fonte em MW (2018).....	113
Tabela 5 – Resultados dos leilões de energia realizados entre 2005 e 2018.....	116
Tabela 6 – Resultados dos leilões de energia realizados entre 2015 e 2018.....	118
Tabela 7 – Capacidade instalada e número de usinas em operação por Rio.....	120
Tabela 8 – Custos globais de implantação por tipo de empreendimento .....	129
Tabela 9 – Dados aproximados de custo e desempenho .....	132
Tabela 10 – Decomposição dos custos de construção de uma UHE típica.....	133
Tabela 11 – Decomposição dos custos de uma UTE a gás natural.....	134
Tabela 12 – Decomposição dos custos de uma EOL .....	135
Tabela 13 – Capacidade instalada em MW e quantidade de usinas, por tipo de gerador ....	145

## Lista de Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Regime de Autoprodução
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Capex	Capital Expenditure
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento de Energia
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CF	Constituição Federativa de 1988
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
<i>CHESF</i>	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMCE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<i>CMg</i>	Custo Marginal
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRC	Conta de Resultados a Compensar
EIA/RIMA	Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impactos ao Meio Ambiente
ELETRORBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
EME	Escala Mínima Eficiente
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FHC	Fernando Henrique Cardoso
GCOI	Grupo de Coordenação da Operação Interligada
GNL	Gás Natural Liquefeito
GW	Giga watt
Hz	Hertz
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
IR	Imposto de Renda
kV	Quilovolt
kWh	Quilowatt-hora
<i>M</i>	Mercado <i>spot</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia

MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWmed	Megawatt médio
NEI	Nova Economia Institucional
ONS	Operador Nacional do Sistema de Transmissão
Opex	Operational Expenditure
<i>P</i>	Preço
PBA	Projeto Básico Ambiental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Plano Nacional de Desestatização
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
R\$/MWh	Reais por Megawatt Hora
RIMA	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SP	Regime de Serviço Público
TCT	Teoria dos Custos de Transação
TCU	Tribunal de Contas da União
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTN	Usina Termonuclear

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	18
CAPÍTULO 1 - NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL .....	22
1.1. NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL: UMA ABORDAGEM TEÓRICA .....	23
1.2. CUSTOS DE TRANSAÇÃO .....	27
1.2.1. Falhas Institucionais.....	32
1.2.2. Direito de propriedade.....	36
1.3. ATIVOS ESPECÍFICOS .....	38
1.3.1. A questão das quase rendas .....	42
1.3.2. Custos afundados e monopólio natural .....	44
1.4. ORGANIZAÇÃO ECONÔMICA COMPARATIVA.....	46
1.4.1. Governança institucional.....	49
CAPÍTULO 2 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO: AS REGRAS DO JOGO NO BRASIL .....	59
2.1. CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO E O PROCESSO DE DESVERTICALIZAÇÃO .....	59
2.1.1. Dos monopólios verticalmente integrados à desverticalização .....	64
2.1.2. Confiabilidade do sistema .....	67
2.2. O SETOR DE ENERGIA NO PERÍODO 1995-2018: UMA ANÁLISE DO MODELO INSTITUCIONAL.....	69
2.2.1. A fase pré-reformas: a crise econômica, uma nova Constituição e o setor elétrico em segundo plano.....	72
2.2.2. Privatização, Desverticalização e uma Reforma Interrompida .....	77
2.2.3. Uma Nova Reforma: Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro .....	84
2.3. A EVOLUÇÃO DAS INSTITUIÇÕES NO PERÍODO 1995-2018 .....	92
CAPÍTULO 3 - GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....	103
3.1. ESTADO DA ARTE DO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA .....	106
3.1.1. Usinas Hidrelétricas .....	109
3.1.2. Termelétricas .....	113
3.1.3. Eólicas .....	115
3.1.4. Contratação de empreendimentos de geração: uma mudança na composição do <i>mix</i> de energia .....	116
3.2. COORDENAÇÃO DO DESPACHO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	119
3.2.1. Despacho de Energia.....	123



3.2.2. Mecanismo de Realocação de Energia.....	126
3.3 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO DOS PROJETOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA: UMA ANÁLISE SOBRE OS ATIVOS ESPECÍFICOS.....	127
3.3.1. Custo de implantação de usinas hidrelétricas.....	132
3.3.2. Custo de implantação de usinas termelétricas.....	133
3.3.3 Custo de implantação de centrais geradoras eólicas .....	134
3.3.4. Custos de implantação do sistema de transmissão.....	135
3.3.5. Ativos específicos e UHE, UTE, EOL e Sistema de Transmissão .....	137
3.4 MUDANÇAS NA COMPOSIÇÃO DO SEGMENTO DE GERAÇÃO .....	140
3.3.1. REFORMAS DO MODELO INSTITUCIONAL E ESTRUTURA DE GOVERNANÇA.....	144
CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	149
REFERÊNCIAS .....	154

## INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta uma especificidade geográfica de caráter nacional, que dentre outros fatores, viabilizou o desenvolvimento de uma indústria de energia elétrica que explora o potencial hidrelétrico do país, o que estimulou o desenvolvimento de um sistema de transmissão interligado em nível nacional, considerado um caso único no mundo. Considera-se que a indústria de energia elétrica no Brasil é uma decorrência desta especificidade geográfica.

Este sistema é resultado de uma construção de longo prazo, em que a formação do Sistema Interligado Nacional, construído desde a década de 1950 e sendo estabelecido mais precisamente na década de 1960, foi marcada por uma série de dificuldades econômicas e restrições de ordem técnica. Houve uma série de fatores que levaram o Brasil a desenvolver um parque de geração de energia calcado na hidroeletricidade e seu processo de formação foi influenciado pela instabilidade político-econômica e pelas fases de do crescimento econômico. Apesar do investimento público ter sido predominante para a expansão dessa indústria, a construção do Sistema Interligado Nacional não foi uma decisão planejada. A implementação de marcos importantes, como a fundação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, da Central Elétrica de Furnas em 1952, das Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobrás) em 1961 e a construção da Binacional Itaipu, iniciada em 1975 foi fundamental para determinar a base do Sistema Interligado Nacional. Apesar disso, uma série de indefinições em âmbito institucional persistiram: a definição do modelo econômico das empresas (privado, público ou misto), o modelo de tributação e a origem do financiamento. A partir da década de 1990 o setor elétrico no Brasil passou por uma série de reformas de cunho institucional, que estavam alinhadas com o processo de desverticalização e liberalização das indústrias de rede, que já estava ocorrendo em âmbito internacional. No bojo das reformas institucionais, tanto internacionais quanto brasileiras, a indústria de eletricidade experimenta ainda, um processo de mudanças tecnológicas importantes<sup>1</sup>, com inserção e o crescimento das energias renováveis, o desenvolvimento da geração distribuída e o aprimoramento das *smart grids*.

---

<sup>1</sup> Essas mudanças tecnológicas corroboraram para modificar o perfil do segmento de geração. Características como a redução da escala de produção das unidades geradoras, a diversificação dos tipos de fontes de energia, a atuação mais ativa dos consumidores de energia no gerenciamento do consumo e na autoprodução de energia, além de questões como as políticas de promoção das energias renováveis, como verificadas na Europa, também influenciaram a política energética brasileira. Esses fatores tiveram um papel na composição do mix de geração do Brasil.

A compreensão do estado da arte dos segmentos de geração e transmissão de energia no Brasil passa (i) pelo entendimento do processo histórico de construção do sistema interligado nacional; (ii) pelas reformas recentes do modelo institucional do setor elétrico; e (iii) pela trajetória tecnológica verificada no segmento de geração de energia das últimas décadas. No entanto, este trabalho restringirá seu foco nas reformas recentes do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, iniciadas a partir dos anos 1990. Nesse sentido, entender o marco regulatório e o ambiente institucional é fundamental para explicar o desenvolvimento e evolução do sistema interligado nacional e da composição das usinas do segmento de geração de energia elétrica. Além disso, uma série de reformas no pós-1990 contribuíram para a compreensão do estado da arte atual do sistema elétrico brasileiro.

Entre 1995 e 2018, houve várias modificações no setor elétrico brasileiro, em especial no seu modelo institucional e regulatório. Essas mudanças iniciam com a promulgação da Constituição Federativa de 1988 (CF), em que é estabelecida uma nova regulamentação para a concessão do serviço público de energia elétrica. A implantação dessas medidas inicia-se em 1995, e que se entende até 1998 sob o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso. As principais medidas são a desverticalização, privatização e criação de um mercado livre de energia. Além do mais, outra importante reforma foi a realizada no governo Lula, em 2004, com a redução do ritmo das privatizações, cria dois ambientes de comercialização de energia (um livre e outro regulado), instituído contratos de longo prazo.

Porém, em concomitância com essas reformas, observa-se uma redução no montante de investimentos para a expansão do setor hidrelétrico, mesmo sem ter concluído o plano original da integração completa do país baseado nesse sistema. Apesar do esgotamento das possibilidades nas regiões sudeste, nordeste, centro-oeste e sul, faltava a integração da região norte. Essa é uma problemática no sistema de geração de energia elétrica brasileiro, já que o Sistema Interligado Nacional brasileiro foi constituído baseado em hidrelétricas e estas tem elevados *sunk investments*, implicando o desperdício de recursos.

A pergunta que norteia esta tese se originou de uma análise do processo histórico de construção do sistema interligado nacional, que, indo na contramão dos países de vanguarda industrial, expandiu o sistema de transmissão e geração a partir do aproveitamento do potencial hidrelétrico verificado nas bacias hidrográficas do país. Assim, a pergunta da tese foi construída a partir de uma agenda de pesquisa que em primeiro lugar, procurou compreender os motivos que levaram o Brasil a investir na formação de um sistema de transmissão integrado em nível nacional, com participação majoritária de hidrelétricas no fornecimento de energia. Com isso,

a análise de acontecimentos importantes, como a promulgação da Constituição Federativa de 1988 e seus efeitos sobre a indústria de energia elétrica; as reformas institucionais do setor elétrico de 1998 e 2004; e mudanças no perfil dos investimentos que provocaram uma redução da participação das hidrelétricas na capacidade instalada nacional. Tendo em vista que o sistema interligado nacional foi constituído para aproveitar todo potencial hidrelétrico do Brasil, esta tese procura responder à seguinte pergunta:

*Por que a expansão do Sistema Interligado Nacional não se concretizou no aproveitamento de todo o potencial hidrelétrico brasileiro?*

Para responder essa pergunta, o objetivo geral é analisar as mudanças na governança institucional da indústria de energia elétrica, tendo em vista as duas principais características dessa indústria no Brasil: a predominância histórica de hidrelétricas no segmento de geração e a formação de um sistema de transmissão integrado em nível nacional.

Os objetivos específicos são:

- i. Apresentar o referencial teórico baseado na Nova Economia Institucional, destacando os elementos necessários para entender o sistema elétrico;
- ii. Analisar o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, a partir de uma perspectiva histórica, principalmente após as reformas pós-década de 1990;
- iii. Fazer uma análise qualitativa do grau de especificidade dos ativos de geração e transmissão do setor elétrico brasileiro;
- iv. Analisar como o modelo institucional e o marco regulatório determinam a governança institucional do setor elétrico brasileiro;
- v. Analisar os fatores institucionais que levaram à mudança da composição do mix de geração de energia elétrica no Brasil a partir dos anos 1990.

## **1. ESTRUTURA DA TESE**

Além dessa introdução, essa tese é composta por três capítulos e uma seção de conclusão. O Capítulo 01 fornece o referencial teórico que servirá como base para analisar os objetivos propostos. Centra-se na apresentação da Nova Economia Institucional (NEI) discutida dentro do tripé custos de transação, ativos específicos e organização econômica comparativa. Primeiro apresenta-se uma discussão sobre as origens da NEI, tendo Coase (1937) e Williamson (1975; 1985) como referência. Em seguida, a Teoria dos Custos de Transação coloca a alocação de recursos econômicos como uma questão contratual, profundamente influenciada pela

frequência das transações, grau de especificidade dos ativos e incerteza. Também se discute a relação dos custos de transação com as falhas institucionais relacionadas a fatores humanos e ambientais. Em seguida, o capítulo apresenta uma explanação sobre os direitos de propriedade, discutindo as implicações da existência de custos de transações na transferência desses direitos. Ainda no capítulo 01 são apresentados os conceitos de ativos específicos e sua relação com a eficiência da governança institucional na alocação dos recursos. Por último, o capítulo apresenta a organização da produção como um problema contratual, que é influenciado pelos custos de transação.

Inicia-se o capítulo 02 apresentando as características mais gerais do setor elétrico, como a não estocabilidade dos fluxos de energia e a indivisibilidade da rede. Além do mais, será apresentada uma definição de cada um dos segmentos do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização). O capítulo também aborda o processo histórico de desverticalização dessa indústria que ocorreu em âmbito internacional e influenciou a agenda de reformas do setor no Brasil desde os anos 1990, com foco nas reformas de 1995 e 2004. Por último apresenta-se uma análise da evolução das instituições do setor elétrico brasileiro no período 1995-2018.

O capítulo 03 é constituído por quatro partes. A primeira apresenta o estado da arte do segmento de geração de energia elétrica e também discute a tendência à redução da participação das hidrelétricas na matriz energética nacional. Em seguida, discute-se o papel do operador do sistema no gerenciamento do despacho centralizado, em uma indústria de energia com predominância de usinas hidrelétricas com reservatório e inserção de fontes não despacháveis. Na terceira seção, discute-se o grau de especificidade dos ativos de geração e do sistema de transmissão, com análise dos custos globais de implantação. Por último, realiza-se uma análise da relação entre o crescimento da rede de transmissão, a expansão e a diversificação do segmento de geração, os processos de desverticalização e a liberalização da indústria para promover uma mudança na governança institucional do setor elétrico. Por fim são apresentadas as conclusões em que se ressalta as principais contribuições ao debate do setor elétrico brasileiro à luz da Nova Economia Institucional.

## CAPÍTULO 1 - NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL

A Organização Industrial, desenvolvida a partir dos anos 1930, teve contribuições iniciais de autores como Ronald Coase (1937) e Edward Mason (1939). Esta vertente da Ciência Econômica surgiu como crítica aos pressupostos da microeconomia neoclássica e agrupa teorias diversas, frequentemente excludentes, em um corpo não consolidado e, portanto, em constante transformação (AZEVEDO, 2003). Com isso, duas vertentes se tornaram dominantes dentro da organização industrial: (i) o enfoque do modelo Estrutura-Condução-Desempenho, com atenção centrada na estrutura industrial, tendo Mason, Bain, Scherer e Baumol como autores importantes dessa corrente; e (ii) Nova Economia Institucional (NEI), tendo na análise dos custos de transação seu ponto focal, em que Coase e Williamson como autores representativos.

Dentre outros aspectos, a Organização Industrial questiona o princípio marginalista da maximização de lucro, a partir da observação direta do processo de decisão empresarial, especialmente na definição do preço. Outros elementos questionados são a concorrência perfeita com empresas atomizadas e tomadoras de preço, equilíbrio estático, informação disponível sem custo e capacidade ilimitada dos agentes para solucionar problemas, no entanto, esses princípios apresentam pouca similaridade com a realidade. Ao contrário, verifica-se que as empresas não são passivas quanto à política de preço, especialmente as de grande porte, lançando mão de diversas estratégias para manter o preço maior que o custo marginal. Outro pressuposto questionável é a maximização do lucro pela empresa, quando, por exemplo, empresas de grande porte são comandadas por gerentes e não pelos proprietários, ou quando existência de custos de transação e a necessidade de *sunk investment* para formação de ativos específicos em uma determinada indústria, demandam uma engenharia contratual muito complexa, culminando em contratos incompletos, governança híbrida ou mesmo integração vertical.

A Nova Economia Institucional é um campo da ciência econômica que mostra o papel das instituições, tácitas ou formais, *hard* ou *soft*, na organização da produção. Esta vertente apresenta os custos de transação, e seus determinantes, como os fatores preponderantes da governança institucional. O grau de especificidade dos ativos em conjunto com a frequência das transações e o risco de comportamento oportunista também corroboram na escolha da forma contratual a ser adotada no sequenciamento da produção. Existem três formas básicas de governança institucional: (i) os contratos clássicos (ou governança de mercado) são anônimos e ocorrem no mercado à vista, adotados para os casos de ativos padronizados, transações frequentes e baixo risco de comportamento oportunista; (ii) os contratos clássicos (governança

híbrida ou simplesmente contratos), são formas mais rígidas, que exigem salvaguardas contratuais, são adotados quando os equipamentos são customizados (maior grau de especificidade) em transações ocasionais, o que pode elevar o risco de comportamento oportunista; e por fim, (iii) os contratos relacionais (hierarquia ou firma), que ocorrem quando os ativos são altamente especializados e o risco de comportamento oportunista é muito elevado, assim, há a necessidade de construção da planta e internalização dos processos produtivos.

Este capítulo está dividido em cinco seções, além desta introdução. A primeira parte apresenta a NEI como o referencial analítico adota para este trabalho. Procura explicar o surgimento desta vertente da ciência econômica e em que se contrapõe à economia neoclássica. Apresenta também as principais contribuições ao reconhecer que a organização da produção é determinada pela presença dos custos de transação e as instituições são divididas em níveis analíticos macro (constituição, leis, orientação política) e micro. Abandona a neutralidade das instituições e mostra a importância da racionalidade limitada, o oportunismo e a incerteza dificultam a transferência dos direitos de propriedade que ocorrem em uma transação. Explica a natureza mais profunda das da organização da produção, quais são os custos e características dos indivíduos e do ambiente que impedem que a economia se organize de forma competitiva: atomizada, homogênea e sem assimetria de informação e tomadora de preço.

### **1.1. NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL: UMA ABORDAGEM TEÓRICA**

O estudo das instituições, dentro do arcabouço teórico da Nova Economia Institucional, se assenta sobre três conceitos fundamentais, que são os custos de transação, os contratos e os direitos de propriedade. Tais custos explicam a existência dos modelos alternativos de organização da produção (mercado *spot*, governança híbrida e hierarquia), bem como fornecem as ferramentas para entender as características dessas estruturas. Já os contratos representam o ponto focal da NEI, uma vez que qualquer transação, seja tácita ou formal, ocorrida no mercado *spot*, via governança híbrida, ou dentro de uma estrutura hierarquizada, constituem relações contratuais, como determinado por Williamson (1991). Assim, a escolha da forma contratual permite a neutralização, mesmo que apenas parcial, de problemas como racionalidade limitada e comportamento oportunista – não havendo solução para o problema da incerteza. Por último, a definição clara e objetiva dos direitos de propriedade e o processo de transferência desses direitos constituem o principal objetivo da celebração dos contratos.

As origens da NEI são comumente atribuídas ao artigo de Ronald Coase (1937), “*The Nature of the Firm*”, quando o conceito custos de transação foi introduzido na análise econômica. A ‘descoberta’ de Coase e seu uso como um dispositivo heurístico, levou a uma revolução no pensamento microeconômico, dando maior impulso ao desenvolvimento do campo da NEI (FURUBOTN; RICHTER, 2008, pp. 47-48). Os dois principais custos identificados por Coase foram (i) o custo de descobrir os preços de mercado; bem como (ii) negociar contratos para cada transação (HART, 2011). Outros autores, a exemplo de: Frank Knight (1922), com seus estudos na área de risco e incerteza; John Commons (1934), ao identificar que a transação deve ser considerada a unidade básica de análise, corroboraram no entendimento de que a organização econômica, além de resolver questões tecnológicas, como escala e escopo, também tem o propósito de harmonizar a relação entre as partes de uma transação.

Muito mais que uma crítica à ortodoxia neoclássica, a NEI se preocupa em produzir novas construções teóricas, as quais são capazes de explicar áreas da atividade econômica que foram, sistematicamente, ignoradas pela microeconomia neoclássica, além de mostrar o porquê de certos teoremas neoclássicos não poderem ser validados no mundo real. O primeiro passo foi considerar a existência dos custos de transação não nulos, mostrando que as instituições são variáveis endógenas dos modelos econômicos, daí a importância atribuída ao trabalho Coase (1937).

O *mainstream* econômico, ou microeconomia neoclássica, segundo Coase (2004), assume um papel de neutralidade institucional; por seu turno, a NEI estuda o papel dos ativos de produção, sejam físicos ou humanos, específicos ou não, para determinar como os bens e serviços serão comercializados nos mercados; ela estuda também como serão precificados e por qual modo se dará a relação vertical entre produtores intermediários dentro da cadeia produtiva de um determinado bem ou serviço. Dessa forma, conceitos como individualismo metodológico, racionalidade limitada e incerteza, comportamento oportunista e direito de propriedade, bem como a própria definição dada para termos como instituição, estrutura de governança e organização, corroboram com a crítica neo-institucionalista à microeconomia neoclássica (FURUBOTN; RICHTER, 2008). Portanto, a NEI, em relação ao sistema econômico, foca não apenas no fluxo de bens e serviços, mas também na maneira como esses bens são comercializados, além do impacto dessa organização na performance da economia (COASE, 2004).



A NEI abandona os pressupostos neoclássicos de informação perfeita, racionalidade plena, ausência de incerteza e de comportamento oportunista, condições que eliminariam os custos de transação, bem como permitiriam que os agentes escrevessem contratos completos (FURUBOTN; RICHTER, 2008). Ao reconhecer a existência dos custos de transação, a NEI reconhece o papel das instituições formais, como as leis, a constituição, os contratos e a regulação (ou governança regulatória) (TOMMASI; SPILLER, 2008).

Dentro de uma abordagem multidisciplinar, a análise realizada pela NEI adaptou conceitos e metodologias da ciência política, sociologia, direito, antropologia, ciência cognitiva, biologia evolucionária, dentre outras disciplinas, jogando luz sobre as regras, normas e crenças que governam as interações humanas nos processos de produção e troca (MÉNARD; SHIRLEY, 2008). A Teoria dos Custos de Transação (TCT), inserida neste debate, questiona a análise da firma como uma função de produção que maximiza o lucro, como se ele dependesse exclusivamente das decisões intrafirma e não houvessem deseconomias de recorrer ao mercado (WILLIAMSON, 1981).

Na esfera da NEI, as instituições são definidas como as regras do jogo, na medida em que marcam as características de execução das ações dos indivíduos dentro de cada estrutura organizacional. Nesse sentido, as instituições podem ser tácitas ou formais, tangíveis ou não, cujo objetivo delas é coordenar as interações sociais, econômicas e políticas. Com isso, sua não neutralidade é reconhecida, assim como sua importância para a performance econômica (AZEVEDO, 1996; FURUBOTN; RICHTER, 2008). Dessa forma, a existência de racionalidade limitada e incerteza balizam a natureza e a eficiência das instituições, de modo que a incompletude institucional é inevitável, isso causa problemas, não apenas para o *design* das regras de comportamento de uma instituição, bem como para o cumprimento dessas regras (FURUBOTN; RICHTER, 2008).

Desse modo, a estrutura organizacional, é analisada como o modelo de sistematização das atividades exercidas dentro de uma organização (ou instituição tangível, como empresas, universidades, tribunais), na qual são definidas a estrutura, bem como as relações hierárquicas; as instituições atuam como balizadores das relações exercidas dentro e entre as organizações. Com isso, as alternativas institucionais para o exercício das atividades econômicas podem ser definidas como (i) a firma (hierárquica, comando e controle ou integração vertical), (ii) a governança híbrida (ou contratos) e (iii) o próprio mercado *spot*. Como assinala Joskow (1985), existe uma grande variedade de instituições contratuais, cuja natureza, magnitude e respostas institucionais aos custos de transação dependem de características particulares das transações

envolvidas. Portanto, no âmbito das instituições econômicas, a estrutura organizacional surge para minimizar custos de recorrer ao mercado.

Aqui cabe apresentar uma definição sobre transações, pois é o custo de realiza-las via mercado que irá definir a alternativa institucional para o exercício da atividade econômica. Assim, uma transação ocorre quando uma mercadoria ou serviço transita entre interfaces tecnologicamente separadas, encerrando um estágio da atividade produtiva e começando outro, é nessa transição que, geralmente, ocorre a troca do direito de uso do ativo (WILLIAMSON, 1985, p. 1). Nem sempre, a troca do direito de uso será trivial, tanto que, em alguns casos, a empresa minimizará os custos de transação por meio da internalização de uma ou mais etapas do processo produtivo.

O termo “instituição” é muito abrangente, por isso, a NEI divide a análise do termo em dois níveis analíticos. O primeiro, é representado pelo ambiente institucional, que opera em nível macro, formado pelo conjunto de fundamentos políticos, sociais e regras legais que estabelecem as bases para produção, troca e distribuição de bens e serviços; também pode ser definido como as regras que regulam os direitos de propriedade e os contratos. A Constituição Federativa, a orientação jurídica de um país, a Common Law ou Direito Romanístico são exemplos de instituições em nível macro. No segundo nível analítico estão as instituições que operam em nível micro, as quais são definidas como a estrutura existente dentro das unidades econômicas que regem o modo pelo qual essas unidades irão atuar e interagir umas com as outras, de modo análogo à estrutura organizacional. Dentre as instituições em nível micro estão as empresas e universidades (AZEVEDO, 1996). Os dois níveis analíticos são complementares, pois tratam do mesmo objeto, ou seja, as relações institucionais entre organizações que, na análise econômica, estão consubstanciadas na figura das transações.

Na presença de custos de transação, os contratos têm o papel de facilitar o processo de tomada de decisão e sancionam regras comportamentais adotadas pelos agentes, no âmbito microeconômico. Assim, a Teoria dos Custos de Transação (TCT) estuda como os agentes de uma transação podem se proteger dos riscos associados às relações de troca.

A proposta da NEI, partindo de *The Nature of The Firm*, é descortinar os fatores que determinam os custos relacionados à coordenação e gerenciamento dentro da firma, bem como os custos oriundos da transação no mercado, o que constitui uma tarefa bastante complexa. O custo de coordenação dentro da firma e o nível de custos de transação com o qual as firmas se defrontam são afetados pela capacidade de trocar insumos com outras firmas, com isso a capacidade de ofertar esses insumos depende, em parte, de seus custos de coordenação e do

nível de custos de transação que essas firmas enfrentam. Além das transações, a firma está sujeita à influência das leis, da regulação, dos sistemas social e cultural, bem como dos efeitos da mudança tecnológica, como por exemplo, a revolução digital que provocou uma queda dramática nos custos da informação, que é o maior componente dos custos de transação (COASE, 2004).

O método analítico da NEI foi construído em blocos que se interpõe mutuamente. Essa abordagem, ainda em processo de refinamento, surge de estudos em diversos campos, conhecidos como a moderna economia institucional. Esses blocos (ou subcampos) são: (i) a Teoria dos Custos de Transação (TCT), com contribuições de Coase, Williamson, Alchian, Klein e Demsetz; (ii) análise dos direitos de propriedade, que analisa a posição de cada indivíduo na utilização de recursos escassos, com contribuições de Coase, Alchian, Demsetz, DeAlessi, Furubotn e Pejovich; (iii) Teoria dos Contratos, considerada um “parente próximo” da TCT e da análise dos direitos de propriedade; também lida com incentivos e problemas de assimetria de informação. A Teoria dos Contratos apresenta duas variações importantes: (a) teoria da Agência, com contribuições positivas (verbais) de Jensen, Meckling, Fama, Alchian e Demsetz, contribuições normativas (matemática) de Stiglitz, Holmstrom, Spence e Shavell; (b) teoria dos contratos relacionais e incompletos, subdividido em três campos: (b.i) teoria dos contratos relacionais, com contribuições de Macaulay, Macneil, Goldberg, Williamson e Alchian; (b.ii) teoria dos contratos incompletos, com contribuições de Grossman e Hart; (b.iii) *formal models of self-enforcing contracts*, com contribuições de Telser, Klein, Leffler e Kreps. Outras áreas estão relacionadas à história da NEI, análise institucional histórica e comparativa, economia constitucional (regras jurídico-institucionais-constitucionais que limitam as escolhas dos agentes em atividades políticas e econômicas); teoria evolutiva dos jogos; teoria das ações coletivas, e relação da NEI com outros campos do conhecimento, como: ciência política e sociologia, alguns destes campos não serão abordados neste trabalho (FURUBOTN; RICHTER, 2008, pp. 34-40).

Tendo em vista o escopo da Nova Economia Institucional, este capítulo vai se deter na análise do custo de transação, direitos de propriedade, ativos específicos e organização econômica comparativa.

## **1.2. CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

A Teoria dos Custos de Transação (TCT) coloca o problema de alocação dos recursos econômicos como um problema contratual, em que a existência e relevância dos custos de

recorrer ao mercado serão determinantes da forma de organizar a produção de bens e serviços intermediários. Os Custos de Transação podem ser definidos como a dificuldade (ou mesmo incapacidade) de assinar contratos completos e estão relacionados, principalmente, aos custos de informação, negociação e barganha (JOSKOW, 2008). De modo mais detalhado, são os custos de negociar e escrever contratos, de monitorar a performance contratual, de mensurar e fiscalizar os direitos de propriedade, são os problemas de adaptação, de forçar o cumprimento das cláusulas contratuais e os custos gerados com as violações dessas cláusulas. Ou seja, são custos *ex ante* de preparar, negociar e salvaguardar um acordo, além de custos *ex post* de ajustamento e adaptações, que ocorrem como consequência de acontecimentos inesperados, má conduta intencional ou de ineficiência técnica dos agentes envolvidos no acordo. Os custos de transação *ex post* podem ser classificados, ainda, como custos da má adaptação oriunda de mudanças não previstas nas cláusulas dos contratos.

Existe um conjunto de características da transação que afetam a natureza e a magnitude desses custos. São a existência de: (i) incerteza e complexidade, associadas à racionalidade limitada dos agentes, os quais impossibilitam a construção de contratos completos; (ii) realização de *sunk investments*<sup>2</sup> para minimizar custos em sentido neoclássico, que podem resultar na formação de ativos específicos e consequente criação de quase rendas; (iii) existência de economias de escala, escopo ou aprendizagem, relacionadas à internalização de etapas do processo produtivo, ou seja, quando existem deseconomias associadas às transações via mercado, sendo preferível a internalização; (iv) a frequência das transações; e (v) o oportunismo (JOSKOW, 1985). Dadas as características intrínsecas a cada um desses elementos, os custos de transação são difíceis de identificar e de mensurar; diferentemente dos custos de produção, categoria formalizada pela economia neoclássica (WILLIAMSON, 1985, pp. 18-19; AZEVEDO, 2000; JOSKOW, 1985). No entanto, esse conjunto de problemas não seria um agravante dos custos das transações, se elas fossem atomizadas e envolvessem ativos padronizados, em virtude disso, a escolha da estrutura de governança depende da magnitude dos custos de transação (FURUBOTN; RICHTER, 2008; AZEVEDO, 2000)

Uma característica distintiva da NEI é sua insistência na ideia de que existem custos de transação. Do ponto de vista teórico, é muito importante reconhecer que, ao mudar para a posição de custos de transação positivos, a tomada de decisão se torna mais realista, pois além

---

<sup>2</sup> É importante observar que, embora, ativos específicos sejam fruto de *sunk investments*, nem todo *sunk investments* resulta na criação de ativos específicos.

de computar os custos, em sentido neoclássico, os tomadores de decisão também levarão em conta custos de recorrer ao mercado (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 47)

O estudo da TCT se apoia e se desenvolve sobre cinco pressuposições principais (WILLIAMSON, 1985, pp. 41-42), segundo as quais (i) a transação é utilizada como unidade básica de análise da organização econômica e a economia dos custos de transação é a base para compreender a forma institucional assumida pela estrutura de governança da firma (WILLIAMSON, 1981); (ii) qualquer problema contratual deve ser investigado nos termos da TCT; (iii) a redução dos custos das transações ocorrerão quando elas se desenvolverem dentro de uma estrutura de governança que mantenha a integridade contratual; (iv) as transações podem ocorrer em estruturas de governança alternativas ao mercado, o que demanda uma avaliação comparativa das alternativas institucionais para a forma organizacional da produção, em que as transações via mercado estão em uma extremidade e a integração vertical, em outra, assim a avaliação dos custos de transação é um compromisso institucional comparativo (WILLIAMSON, 1979); e (v) qualquer tentativa de estudar a economia das organizações deve começar por uma combinação dos conceitos de racionalidade limitada, oportunismo, incerteza e frequência das transações, associados à análise do grau de especificidade dos ativos envolvidos na transação.

Adicionalmente, os problemas relativos à informação (assimetria e obtenção), assim como a magnitude dos custos de barganha não podem ser subestimados. As informações são substancialmente incompletas e existe incerteza quanto aos desdobramentos futuros, o que torna qualquer mecanismo de previsão ineficiente. Com isso, trocas anônimas, realizadas através de mercados perfeitamente competitivos são uma exceção, não a regra nos mercados de bens e serviços intermediários. O processo de negociação, para estabelecer cláusulas contratuais que resguardem as partes e reduzam os riscos, é necessário para definir as condições para realização da transação, minimizando ineficiências alocativas. Em muitos casos, salvaguardas legais são requeridas. Os custos de formas organizacionais alternativas à integração vertical, podem ser melhor classificados em: (i) custo de preparação dos contratos (custo de busca por informações); (ii) custos de finalização dos contatos (custo em barganhar, bem como tomar decisões); (iii) custos de monitoramento, de execução das obrigações contratuais; (iv) além dos custos de estabelecer e manter relações comerciais (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 52 e 53).

No ambiente de mercado, os vendedores e compradores podem ser anônimos e a transferência dos direitos de propriedade se dará maneira clara, não havendo necessidade de

formalização contratual, neste caso os custos de transação são mínimos, especialmente pelas características dos ativos transacionados. Quando as transações se tornam mais complexas, especialmente pela presença de ativos específicos e *sunk investments*, os fatores ambientais (complexidade, incerteza e frequência das transações) e comportamentais (racionalidade limitada e oportunismo) elevam os custos de recorrer ao mercado e as transações passam a ocorrer via celebração de contratos ou são internalizadas. Dessa forma, a resposta institucional, aos custos transacionais, vai depender de características particulares das transações (JOSKOW, 1985). Assim, as transações podem se organizar entre dois extremos: por um lado, está a integração vertical com uma única firma (ou hierarquia) realizando todas as etapas sucessivas da produção de um determinado bem ou serviço; por outro, o leiloeiro Walrasiano, na figura de um mercado atomizado; conquanto, entre essas duas possibilidades existe uma grande variedade de instituições contratuais (FURUBOTN; RICHTER, 2008; JOSKOW, 1985).

A pergunta inaugural da NEI “Por que as firmas existem? ”, levou a fase inicial desta agenda de pesquisa a focar na integração vertical como uma alternativa ao mercado *spot*. Apesar disso, a partir dos trabalhos de Williamson, especialmente o livro de 1985, verificou-se a necessidade de estudar os modelos organizacionais que se encontram entre a organização da produção via mercado e a integração vertical. Uma diferença fundamental está na delimitação e na transferência dos direitos de propriedade, o que será visto mais adiante. A firma integra todos os direitos de propriedade relativos à produção de um conjunto de bens e/ou serviços, ao passo que as estruturas híbridas conseguem cobrir apenas um conjunto de transações e de direitos de propriedade em que as firmas participantes estão envolvidas (MÉNARD, 2008). Os mercados *spot* são fundamentados pelo direito contratual clássico; as formas híbridas de contrato são suportadas pelo direito contratual neoclássico; e a integração vertical, assim como a governança bilateral, pelos contratos relacionais (WILLIAMSON, 1981; MÉNARD, 2008). Ménard (2008) ao falar da organização da produção, no mercado intermediário, coloca que o mercado e a firma são formas tradicionais de organizar a produção e que os contratos, de diversas naturezas, são formas híbridas, um termo mais adequado, mesmo que não seja o mais satisfatório (WILLIAMSON, 1991).

As principais dimensões (características) para se descrever uma transação são os ativos específicos, a incerteza e a frequência das transações. Todavia, em sua análise na obra de 1975, Williamson assume que a incerteza está sempre presente em um certo grau que impõe a necessidade de contratos adaptativos e sequenciais, focando a análise nos ativos específicos e na frequência das transações. Neste caso, tal frequência pode ser de uma única transação,

transações ocasionais ou transações frequentes, e os ativos podem ser não específicos (padronizados), “mistos” (com algum grau de customização) ou altamente específicos (WILLIAMSON, 1985). O Quadro 1, mostra a relação entre características do investimento, quanto à especificidade dos ativos e a frequência das transações, em que transações ilustrativas são apresentadas como referência à estrutura de governança mais eficiente para cada caso:

Quadro 1– Característica do investimento

		Características do Investimento		
		Não específico	Misto	Específico
Frequência	Ocasional	Aquisição de equipamentos padronizados	Aquisição de equipamentos customizados	Construção da planta
	Recorrente	Aquisição de materiais (insumos) padronizados	Aquisição de materiais (insumos) customizados	Transferência <i>específica</i> de produto intermediário através de sucessivos estágios

Fonte: Williamson (1985, pp. 73, tradução nossa).

Dessa forma, são a frequência e a especificidade dos ativos que vão definir a eficiência da estrutura de governança (WILLIAMSON, 1985; WILLIAMSON, 1979). Quando se tem um quadro de transação envolvendo ativos padronizados, sejam matérias primas ou equipamentos, o mercado será a instância mais eficiente para a condução das transações, não importando a frequência com que ocorram, neste caso, não se verifica o efeito ‘*lock-in*’ (WILLIAMSON, 1979, p. 240) dos investimentos e a mobilidade do capital está garantida. Contudo, quando os ativos se tornam mais específicos, a complexidade dos contratos aumenta, em decorrência dos *sunk investments* que são realizados e à compra de equipamentos e insumos customizados vai exigir salvaguardas contratuais que minimizem o risco de comportamento oportunista. Por outro lado, em face de ativos altamente especializados e transações recorrentes, a integração vertical pode se apresentar como forma institucional mais eficiente (WILLIAMSON, 1979).

Estabilidade, transparência e consenso na transferência dos direitos de propriedade e cumprimento dos acordos são instâncias que garantem um contexto de baixíssimos, ou nulos, custos de transação, em outros termos, a clareza na definição dos direitos de propriedade é fundamental para o desempenho econômico. No entanto, como consequência dos custos de transação positivos, em especial do risco de comportamento oportunista, os direitos de propriedade não podem ser totalmente atribuídos, perfeitamente executados (furtos e extravios não podem ser reduzidos a zero, assim como comportamento oportunista) e precificados (FURUBOTN; RICHTER, 2008).

### 1.2.1. Falhas Institucionais

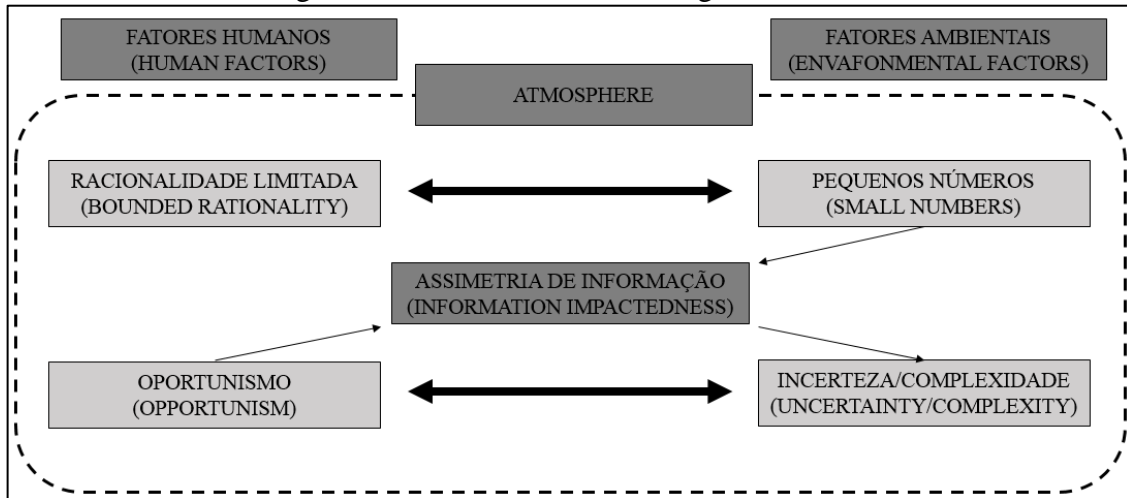
O termo “*atmosphere*” utilizado por Williamson na obra *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications* (1975, p. 20), pode ser interpretado como o *ambiente* (mercado *spot*, governança híbrida e hierarquia) no qual as transações ocorrem, o termo define e dá conteúdo prático aos fatores que causam os custos de transação. Este esquema mostra que é sempre a junção de fatores humanos (racionalidade limitada e oportunismo), com os ambientais (transações em pequenos números, complexidade e incerteza) que causam os custos transacionais.

O esquema da “*atmosphere*” introduz e sintetiza a estrutura de falhas organizacionais (*the organizational failures framework*) ou falhas institucionais, deflagradas dentro do ambiente de negociações (WILLIAMSON, 1975; 1973). O quadro fica completo com a adição da assimetria de informação, tal assimetria é derivada dos fatores humanos e ambientais (WILLIAMSON, 1975, p. 254). Sob essas condições, a hierarquia (internalização da produção ou integração vertical) fornece um ambiente de trocas mais previsível (*idem*, p. 258), o que não implica na eliminação das falhas organizacionais, mas quer dizer apenas que a hierarquia pode propiciar um ambiente mais controlado. A própria necessidade de escolher entre a estrutura hierárquica e a governança de mercado esbarra na dificuldade em se escrever um contrato completo, pois os agentes se deparam com as limitações da sua própria capacidade cognitiva: a racionalidade limitada. Além disso, existe a incapacidade de prever eventos futuros (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 21).

A assimetria de informação ocorre quando os agentes envolvidos em uma transação possuem informações diferentes sobre um mesmo assunto (custos, por exemplo). É importante ressaltar que essas informações afetam diretamente os resultados da transação. Este problema não impactaria o mercado se (i) as partes não fossem oportunistas; (ii) se houvesse uma condição de racionalidade ilimitada; ou/e (iii) se prevalecesse uma condição permanente (presente e futuro) de transações em grandes números (WILLIAMSON, 1975). A Figura 1 mostra o esquema de Williamson:



Figura 1 – Estrutura de Falhas Organizacionais



Fonte: Williamson (1975, p. 40, tradução nossa).

Dentro da análise neo-institucionalista, o homem é considerado um ser intencionalmente racional, porém de racionalidade<sup>3</sup> limitada, problema que está diretamente associado (i) às limitações cognitivas quanto à interpretação das informações disponíveis no ambiente, especialmente àquelas relacionadas à problemas complexos, mesmo que estejam bem estruturados; e (ii) às limitações de linguagem, em que o agente não consegue expressar com exatidão aquilo que deseja, agravando o problema de assimetria de informação. Isso ocorre, pois, os seres humanos são limitados em conhecimento, capacidade de previsão, habilidades e tempo, o que estabelece limites para calcular, armazenar, processar e receber informações, e não deve ser confundida com incerteza ou com os custos de coleta e processamento de informações. No entanto, o que diferencia racionalidade limitada e incerteza é a essência de cada uma: a primeira é uma característica do indivíduo, já a segunda, é uma característica do ambiente de transação, mas que constitui um agravante para a primeira.

<sup>3</sup> Williamson (1985) descreve três tipos de racionalidade: (i) a racionalidade forte, que ocorre quando todos os custos são conhecidos e a maximização do lucro pela empresa (firma como função de produção), bem como a utilidade pelo consumidor são exequíveis. A tecnologia é dada e os riscos são plenamente determináveis, permitindo que a alocação da atividade produtiva entre as formas organizacionais seja eficiente. (ii) a racionalidade limitada, considerada semiforte, em que o agente é intencionalmente racional, mas de maneira limitada, o que impede que os agentes econômicos façam a melhor escolha quanto à forma organizacional da empresa. Logo, uma decisão maximizadora, que permita evitar custos de transação não é possível. Este é o tipo de racionalidade adotado nas análises da TCT. (iii) na racionalidade fraca ou orgânica, as instituições não são planejáveis. Um plano ou diagrama gerais de uma instituição não se originam na mente humana. De fato, existem situações em que a ignorância trabalha mais que a eficiência.

Outro fator comportamental, o oportunismo (*self-interest orientation*) ocorre porque os agentes econômicos são considerados fortemente auto interessados, podendo, se for do seu interesse, mentir, trapacear ou quebrar promessas (descumprir cláusulas contratuais). O oportunismo é visto como uma apropriação indevida dos direitos de propriedade, em decorrência da violação das cláusulas contratuais, em que uma das partes se apropria de benefícios que não lhe são devidos (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 156). Em contrapartida, os resultados das transações também podem ser afetados por ineficiência técnica e não por questões comportamentais de dolo intencional, é importante fazer tal diferenciação, pois estes são problemas de naturezas distintas (JOSKOW, 1985).

Apesar da racionalidade limitada, uma economia de trocas poderia ser organizada de forma eficiente por meio de contratos. Mas o comportamento oportunista compromete tal possibilidade. O oportunismo pressiona a racionalidade limitada dos agentes e age no ponto cego dos contratos. Assim, se uma das partes envolvidas na transação for desonesta, disfarçar preferências ou atributos, distorcer dados e obscurecer problemas, tornará a transação ‘confusa’, encarecendo a negociação. Portanto, o comportamento oportunista impõe um custo extra para que se consiga distinguir o que é oportunismo, daquilo que é próprio da ineficiência técnica, *ex ante* a celebração do contrato (WILLIAMSON, 1981).

Apesar da importância dos fatores comportamentais, eles não são condições suficientes para comprometer as negociações via mercado *spot*. Pelo contrário, quando os desdobramentos de um processo de trocas podem ser previstos (ausência de incerteza), as transações via mercado *spot* podem ocorrer com eficiência. A incerteza corresponde ao desconhecimento de possíveis eventos futuros, impossibilitando a definição de uma distribuição de probabilidades e ampliando as lacunas que um contrato não pode cobrir, isto tende a aumentar os custos contratuais. Nesse sentido, sob condições de incerteza, as preferências e prioridades dos agentes podem mudar *ex post*, o que não possui a possibilidade de previsão em contrato (SCHEPKER et al. , 2014). A eficiência *ex ante* de uma transação também depende da existência de um grande número de agentes envolvidos, ou seja, a atômica de oferta e demanda vai diluir problemas como racionalidade limitada e oportunismo. Contudo, se na vigência de um contrato, uma transação em grandes números se converter em uma transação em pequenos números, a eficiência do contrato estará comprometida (WILLIAMSON, 1981). A Quadro 2 mostra uma visão geral da classificação contratual a partir das combinações entre racionalidade limitada e condições de oportunismo:

Quadro 2 – Premissas Comportamentais

		Condições de Racionalidade Limitada	
		Ausente	Presente
Condições de Oportunismo	Ausente	Bem-Aventuraça ( <i>Bliss</i> )	Contrato Padrão (Cláusulas gerais)
	Presente	Contrato Detalhado (Abrangente)	Sérias dificuldades contratuais

Fonte: Williamson (1985, pp. 67, tradução nossa).

Dos quatro casos apresentados na Quadro 2, os problemas contratuais de três deles podem ser melhor resolvidos. Quando se tem uma combinação de racionalidade ilimitada e ausência de oportunismo, a condição contratual é considerada utópica, pois os custos de transação são mínimos ou nulos, não havendo qualquer ineficiência contratual. Na ausência de racionalidade limitada e presença de comportamento oportunista, os contratos devem ser abrangentes e detalhados, a fim de neutralizar qualquer tentativa futura de exploração dos possíveis pontos cegos nos contratos. Quando a racionalidade é limitada, mas não há comportamento oportunista, os contratos são eficientes, pois contratos padronizados com cláusulas gerais são suficientes para prevenir o risco de incompletude contratual. Por outro lado, a combinação entre racionalidade limitada e comportamento oportunista gera uma ineficiência contratual, pois de um lado, a racionalidade limitada não permite a adequada interpretação do ambiente de contratação e o comportamento oportunista tende a tirar proveito que qualquer inconsistência nos termos do contrato, esta combinação é muito frequente nas transações. Neste último caso, as falhas contratuais podem ser agravadas pela existência de ativos específicos.

Por último, a complexidade é um fator que corrobora para encarecer, ou mesmo inviabilizar, as transações via mercado. Em um ambiente de elevada complexidade é impossível definir uma árvore de decisões que seja completa, pois as decisões, em relação a uma transação, envolvendo os agentes A e B, por exemplo, implicam nas várias possibilidades de decisão de cada agente, que são interdependentes. Além disso, a interação entre esses agentes pode ser afetada por outros, como o governo ou o comércio exterior, cada qual com sua própria gama de possibilidades de ação. Com isso, para muitas transações, é impossível traçar uma árvore de decisões com todos os cenários possíveis. Dessa forma, a incerteza corrobora com a complexidade (e vice-versa), na medida em que os agentes, simplesmente, não sabem o que vai acontecer e, muitas vezes, as decisões são tomadas às cegas. Ou seja, em ambientes de elevada complexidade e incerteza, como em contratos de longo prazo, a árvore de decisões será sempre incompleta.

No contexto da “*atmosphere*”, os ativos específicos só assumem importância em conjunto com racionalidade limitada e oportunismo, condição que é agravada em ambiente de

incerteza e complexidade. Apesar disso, os investimentos para formação de ativos específicos são a grande locomotiva da TCT, pois na ausência de *sunk investments*, os contratos se tornam bem mais simples, mesmo sob condições de incerteza, racionalidade limitada e risco de comportamento oportunista. As empresas envolvidas na transação dependem umas das outras para o desempenho eficiente da transação, logo quanto maior a especificidade dos ativos, maior será essa interdependência entre as partes contratuais (SCHEPKER et al. , 2014).

Transações realizadas a partir de investimentos em ativos específicos geram um efeito ‘*lock in*’ (bloqueio/tranca), em que as transações autônomas acabam sendo suplantadas pela unificação da propriedade, ou seja, pela integração vertical. Se no começo das negociações existirem várias empresas qualificadas a realizar o investimento, basta que um ofertante tenha alguma vantagem de custo (ou ofereça ao comprador uma condição melhor do que seus rivais), para transações que seriam, potencialmente, competitivas, se convertam em uma relação em pequenos números, chegando ao extremo de monopólios bilaterais (WILLIAMSON, 1985). Tal transformação ocorrerá apenas se houver a necessidade de investimentos em ativos específicos, pois não é possível manter a paridade na concorrência entre diversos ofertantes quando há a exigência de *sunk investments*. A própria necessidade de realizá-los implica na introdução de uma assimetria contratual entre o vencedor da oferta e os demais vendedores.

### **1.2.2. Direito de propriedade**

Dentro de uma economia de mercado, os agentes são livres para transferir os direitos de propriedade, ação que pode assumir formas bastantes flexíveis, como a transferência total de um ativo, ou apenas o direito de uso por tempo determinado (como os alugueis). Dessa forma, os agentes são livres para celebrar ou não um contrato; escolher os parceiros, o conteúdo e a forma dos contratos, desde que sejam respeitadas as leis, a constituição e os tratados internacionais (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 138).

O significado do termo ‘direito de propriedade’ pode parecer óbvio, no entanto, o que define a propriedade? Depois, o que define a extensão dessa propriedade sobre a exploração de um ativo ou serviço? Essas duas perguntas ganham importância especial quando são destinadas às atividades econômicas que demandam *sunk investments*, em relações comerciais estabelecidas dentro da configuração de contratos de longo prazo, em um ambiente dominado por custos de transação. A discussão dos direitos de propriedades não vai se limitar aos ativos físicos, pois incluem também a prestação de serviços, a apropriação dos resultados financeiros oriundos de alguma atividade econômica, bem como as externalidades, positivas ou não. Essa

gama de elementos é difícil de ser formalizada contratualmente, assim, a má alocação e a má definição dos direitos de propriedade geram distorções alocativas (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 86; GROSSMAN; HART, 1986).

Em uma sociedade, a estrutura dos direitos de propriedade pode ser entendida como o conjunto de relações econômicas, contratuais, legais e sociais que definem a posição de cada indivíduo em relação à utilização dos recursos (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 82). Essas relações podem se referir às atividades de compra e venda e prestação de serviços, abrangendo desde ativos de livre acesso (aqueles que qualquer indivíduo pode usar, mesmo que isso afete o uso de outros indivíduos, como o ar) até direitos de propriedade totalmente especificados (como a propriedade que uma pessoa exerce sobre seu automóvel) (DEMSETZ, 1967; ALSTON; MUELLER, 2008). Logo, os direitos de propriedade determinam os incentivos para o uso dos recursos, podendo constituir um conjunto de direitos formais e informais. Esse conjunto de direitos de propriedade se baseia: (i) no direito de uso do ativo, segundo as intenções e necessidades do proprietário, com a restrição de que o uso não interfira nos direitos de propriedade de outros indivíduos; (ii) no direito de excluir outros indivíduos de usar o mesmo ativo; (iii) no direito de extrair renda do ativo; (iv) no direito de vender o ativo; e (v) no direito de doar ou legar o ativo (ALSTON; MUELLER, 2008). Portanto, o principal aspecto dos direitos de propriedade dentro das economias mercantis, é que, ao resguardar e garantir a propriedade dos ativos, garante também a segurança dos investimentos, afetando diretamente o desempenho contratual (HART; MOORE, 2007), especialmente quando se trata de investimentos em ativos específicos.

Os direitos de propriedade, por um lado, visam proteger o proprietário, assegurando que ele tenha liberdade para dispor de suas posses, observando as convenções legais e morais de sua sociedade. Assim, um proprietário espera que a sociedade respeite suas ações em relação a este ativo, desde que suas ações não sejam proibidas dentro do conjunto de leis e costumes desta sociedade (DEMSETZ, 1967). Por outro lado, os direitos de propriedade procuram delimitar a ação de cada indivíduo e de cada instituição, fornecendo uma série de instrumentos que levem à internalização de externalidades, positivas ou negativas, de atividades econômica e não econômicas. Essa delimitação é especialmente salutar em um contexto, no qual há custos de transação positivos. Disso decorre que: (i) se as externalidades forem boas, leva a empresa a se apropriar dos benefícios gerados por seus investimentos realizados; e (ii) no caso de externalidades negativas, incentiva a internalização, evitando que a sociedade arque com um ônus que não lhe pertence (DEMSETZ, 1967).

Todos os recursos existentes em uma sociedade precisam pertencer a alguém, ou seja, a um indivíduo ou instituição (exceto recursos tão abundantes que todo mundo possa consumir tanto quanto queira, como o ar – em conformidade ao que foi exposto anteriormente), de modo que os limites dessa propriedade devem estar claros. No entanto, sob os critérios dos custos de transação, como a racionalidade limitada, o comportamento oportunista, a assimetria de informações, a incerteza, a complexidade, a definição clara e objetiva dos limites de propriedade sobre os ativos fica comprometida. Isso ocorre, especialmente em relação à apropriação das rendas geradas pela relação entre instituições distintas, tanto na prestação de serviços, quanto na produção de bens intermediários. Como as transações implicam na transferência de direitos de propriedade, existem relações sistemáticas entre as atribuições dos direitos de propriedade e as escolhas econômicas, consubstanciadas na figura dos contratos (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 83).

Os estudos sobre direitos de propriedade devem levar em conta que mudanças no panorama econômico, social, tecnológico, comercial e jurídico podem levar à mudança no entendimento, formal e informal, dos direitos de propriedade (DEMSETZ, 1967; ALSTON; MUELLER, 2008).

Neste estudo, o centro da análise será a transferência dos direitos de propriedade por obrigações voluntariamente assumidas. Ou seja, contratos livremente celebrados entre os agentes amparados pela lei.

### 1.3. ATIVOS ESPECÍFICOS

Os ativos específicos podem ser definidos como ativos de pouca, ou nenhuma, possibilidade de uso alternativo. São fruto de investimentos altamente especializados para um determinado fim, denominados *sunk investments* ou *sunk costs* (investimentos ou custos afundados, irreversíveis ou irrecuperáveis). Nesse caso, os investimentos são classificados como irreversíveis, pois uma vez realizados, eliminam todo e qualquer nível de liquidez do capital. Essa é uma característica muito forte dos *sunk investments*<sup>4</sup>, com implicações sobre a

---

<sup>4</sup> Neste trabalho os termos *sunk costs* e *sunk investments* são sinônimos e representam custos e investimentos irrecuperáveis, afundados ou irreversíveis; podendo ser de dois tipos: os custos irreversíveis prospectivos (antes de realizar o investimento); e os custos irreversíveis (depois que o investimento foi feito). No primeiro caso, o custo de oportunidade é positivo, pois é possível considerar a possibilidade de investir em outras áreas. Mas depois que o investimento foi realizado, o uso alternativo para aquele capital deixa de existir, pois cessa a mobilidade do capital (PINDYCK; RUBINFELD, 2005).

governança institucional das empresas. A NEI divide os ativos específicos em três tipos, que estão profundamente relacionados à frequência (uma vez, ocasional ou recorrente) com que as transações se desenvolvem (WILLIAMSON, 1985):

- i. Ativos não específicos: são equipamentos, quando as transações são ocasionais; ou materiais padronizados, vindos de transações recorrentes, que possuem elevado custo de oportunidade, pois podem ser realocados em outras atividades;
- ii. Ativos mistos: tratam da aquisição de equipamentos (transações ocasionais) ou materiais customizados (transações recorrentes) para uma atividade específica. Possuem custo de oportunidade bem menor, pois podem perder eficiência produtiva caso sejam alocados em outras atividades.
- iii. Ativos específicos: possuem custo de oportunidade igual a zero, pois não têm uso alternativo. Quando as transações são recorrentes, ocorre a transferência de um produto intermediário específico entre diferentes etapas do processo produtivo. Para transações ocasionais ou que ocorram uma única vez, a construção da planta, ou integração vertical, tende a ser a opção escolhida.

No mercado de bens e serviços intermediários, quanto maior for o grau de especificidade dos ativos, especialmente no caso da construção de uma planta ou aquisição de uma máquina ou equipamento para atender um cliente em particular, a interrupção da transação resultará em sacrifício do ativo específico envolvido, bem como haverá perda do investimento realizado. Isto ocorre, pois, o aumento do grau de especificidade implica na redução, ou mesmo na eliminação, do custo de oportunidade. Este tipo de investimento estabelece uma relação “*lock-in*” (WILLIAMSON, 1979, p. 240), entre o capital investido e o ativo específico, onde o investidor se vê obrigado a manter a produção, ou prestação de serviço; caso contrário, não terá alternativas para reaver o que foi investido. Logo, a realização de *sunk investments* imputarão um valor econômico à integridade e à continuidade das relações de compra e venda.

Embora as partes tenham interesse em organizar a transação de modo a maximizar o lucro conjunto a longo prazo, cada um também terá interesse em se apropriar do máximo de ganhos possíveis em cada ocasião. Pode-se, então, concluir que o comportamento oportunista se apresenta como um risco inerente aos *sunk investments*, ou seja, a parte da relação que realizou o investimento fica exposta ao risco de comportamento oportunista que pode ser realizado pela outra parte envolvida na transação. Dessa forma, estruturas de governança menos específicas resultariam em disputas dispendiosas (barganha pela apropriação de quase rendas),

fazendo com que estruturas de governança que atenuem o oportunismo e infundam confiança, sejam eficientemente necessárias (WILLIAMSON, 1979).

Além do grau de especificidade, Williamson (1985) apresenta quatro tipos de ativos específicos (WILLIAMSON, 1985, p. 95; 96; PONDÉ; FAGUNDES; POSSAS, 1997):

1. *Especificidades de localização*: são os ativos que apresentam exigências de proximidade geográfica entre as partes. A integração vertical é a resposta preponderante a esse tipo investimento, pois, uma vez instalados, esses ativos são fixos (imóveis), significando que os custos de instalação e/ou deslocamento são muito elevados. Os compradores e vendedores estão em uma relação mútua de muita proximidade física (*cheek-by-jowl*), refletindo decisões *ex ante* que minimizam as despesas de transporte. São ativos de altíssima imobilidade, como o exemplo dado por Joskow (1985), das termelétricas a carvão mineral instaladas na ‘boca da mina’ (JOSKOW, 2008);
2. *Ativos específicos físicos*: são máquinas e equipamentos especializados. Quando são realizados investimentos em equipamentos e máquinas, que envolvem *design* específico para determinada transação e que teriam baixo valor em um uso alternativo. São ativos moveis, cuja especificidade é atribuída a características físicas. Caso existam dificuldades contratuais, a relação pode ser rompida, pois não há problema de *lock-in* relacionado a esse tipo de ativo, mesmo sendo um ativo específico. A integração vertical não é necessária e os agentes podem recorrer à outras formas contratuais menos rígidas (JOSKOW, 2008);
3. *Capital humano*: a especificidade de capital humano se manifesta por meio de diversos processos de aprendizado, como *learning-by-doing* e *learning-by-using*, ou pela própria dificuldade de mobilidade de capital humano. Quando, como consequência dos processos de aprendizagem, trabalhadores acumulam experiência, conhecimento e habilidades que outros trabalhadores equivalentes não teriam, este capital humano é um ativo específico; e
4. *Ativos dedicados*: representa um investimento específico na planta, constituído a partir da expansão da capacidade produtiva direcionada e dimensionada para atender exclusivamente à demanda de um conjunto de transações. Este tipo de investimento é realizado pelo fornecedor com finalidade em vender uma quantidade significativa de um produto para um consumidor particular. É importante destacar que esse tipo de investimento somente será realizado se um



consumidor particular (ou um conjunto específico de consumidores) se comprometer a adquirir uma quantidade significativa do produto ou serviço. Como em outros tipos de ativos específicos, Ativos Dedicados perdem valor quando empregados em usos ou serviços alternativos, assim, estão sujeitos à contratos de fornecimento (ou integração vertical). Caso esse contrato seja encerrado prematuramente, resultaria em significativo excesso de capacidade instalada (JOSKOW, 2008; JOSKOW, 1985).

Existem outras formas de ativos específicos, como marcas (WILLIAMSON, 1991, p. 281). De qualquer forma, a ausência de custo de oportunidade é a condição definitiva para que um ativo seja considerado “específico”.

A adaptação da estrutura de governança ao grau de especificidade dos ativos é um processo imperfeito, mesmo porque, a presença de ativos específicos não é o único determinante na organização da produção, embora seja um agravante para a escolha da integração vertical (KLEIN P., 2005). O conjunto de falhas organizacionais (*atmosphere*), grau de especificidade dos ativos e ambiente institucional, proporcionam um ambiente complexo, fazendo da escolha da estrutura de governança uma tarefa complicada, pois dificulta a arquitetura de uma estrutura contratual eficiente. Dessa forma, a integração vertical é vista como alternativa para superar problemas associados às imperfeições de contratos a longo prazo, porém, traz ela própria custos associados à internalização (JOSKOW, 1988).

Quando os parâmetros técnicos do projeto permitirem, o investidor poderá ter a possibilidade de escolher entre realizar um investimento em ativos padronizados ou em ativos específicos, com isso, enfrentará um *trade off* entre maior eficiência técnica, proporcionada pelo ativo específico, ou maior mobilidade do capital em relação aos ativos padronizados<sup>5</sup>. Neste último caso, a existência do uso alternativo minimiza o risco do investimento. No segundo, os riscos muito maiores de investir em ativos específicos são compensados por outros benefícios de ordem técnica. No entanto, em caso de quebra prematura do contrato, o investidor já terá ‘afundado’ os custos do investimento, não tendo oportunidade de obter retorno, ao passo

---

<sup>5</sup> Para analisar a relação entre ativos específicos e padronizados, Joskow (1985) apresenta o exemplo dos boilers, para queima de carvão mineral e geração de energia elétrica. O exemplo mostra a possibilidade de construir um boiler para queimar um tipo específico de carvão mineral produzido em uma única mina, em que a queima de um carvão com características diferentes reduziria a eficiência técnica do boiler, este é o exemplo de um ativo específico. O segundo exemplo é de um boiler flexível, capaz de queimar diversos tipos de carvão mineral. Este último é menos eficiente que o primeiro, mas apresenta um grau de especificidade muito menor, pois pode receber carvão de diversas minas.

que investimentos em ativos padronizados não apresentam tal problema. Por outro lado, ativos não específicos podem ser uma alternativa para alocação de recursos menos eficiente, assim, o *trade off* entre ativos específicos e padronizados se dará pela comparação entre a magnitude dos *sunk investments* e a eficiência técnica proporcionada pelo ativo (WILLIAMSON, 1985, p. 55; JOSKOW, 1985).

Os *sunk costs* relacionados aos investimentos em ativos específicos trazem um problema adicional para escolha da estrutura de governança: a geração e disputa pela apropriação de quase rendas, assunto tratado na próxima seção. Na próxima seção serão tratadas a criação de quase rendas, como um reflexo dos investimentos em ativos específicos.

### 1.3.1. A questão das quase rendas

As quase rendas são geradas a partir de investimentos em ativos específicos, como consequência, o investidor fica “preso” ao investimento e exposto ao risco de comportamento oportunista, que cresce na mesma medida que no grau de especificidade do ativo. Uma vez instalado, o ativo pode ser tão caro para ser removido, ou tão especializado para um comprador particular, que, por não haver uso alternativo, o vendedor manterá a relação, mesmo diante de uma queda no preço de venda (KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978). Portanto, quanto maior o grau de especificidade dos ativos, maior a criação de quase rendas especializadas (apropriáveis), fazendo com que os custos de recorrer ao mercado cresçam mais do que os custos da integração vertical. A definição de quase rendas especializadas de um ativo, vai remeter, de um lado, ao grau de especificidade desse ativo e, do outro, ao seu valor residual<sup>6</sup>. Em termos práticos, a quase renda é gerada quando o proprietário consegue um valor que exceda o valor residual, ou seja, é a diferença entre o maior e o segundo maior valor atribuídos a um bem ou serviço (KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978).

A apropriação de quase renda é um fenômeno difícil de identificar *ex ante* e de punir *ex post*, pois se origina no comportamento oportunista, um problema comportamental. Em decorrência disso, a literatura aponta a integração vertical como forma de eliminar este problema, uma vez que as formas alternativas de organizar a produção, que são o mercado *spot*

---

<sup>6</sup>O investimento em ativo específico tende a ser realizado para que este ativo realize uma tarefa específica, perdendo eficiência quando é empregado em um uso alternativo. Neste caso, o valor residual se refere à diferença dos ganhos obtidos entre a aplicação do ativo ao uso para o qual ele foi desenvolvido e um segundo melhor uso. É importante não confundir com a definição contábil, relativa ao valor residual de um ativo que sofreu depreciação, ao final de sua vida útil.

e as formas híbridas, são inerentemente incompletas (HART; MOORE, 1990; KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978).

A quase renda não deve ser confundida com a renda de monopólio, ou seja, com o valor incremental de um ativo em situação de poder de mercado, mesmo porque, o poder de mercado implica na capacidade de manter um  $P > CMg$ , sendo que a natureza da quase renda está relacionada à capacidade de gerar um sobre valor em relação ao valor residual de um bem. Mesmo assim, é fácil confundir a renda de monopólio, oriunda do poder de mercado, com a quase renda, oriunda de investimentos em ativos específicos (KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978).

Voltando ao exemplo da termelétrica a carvão mineral, construído na boca da mina (JOSKOW, 1985), a construção de um boiler especializado para um determinado tipo de carvão mineral, extraído em uma única mina, pode levar o proprietário de tal mina a tentar se apropriar das quase rendas geradas pelo ativo específico da usina, reduzindo os ganhos do proprietário da usina. Observa-se que a apropriação de quase rendas ocorre quando há uma relação de interdependência entre as partes e uma delas se apropria dos excedentes da outra (SCHEPKER et al. , 2014). É importante destacar que, de modo geral, o ativo específico gera um ganho de produtividade para o produtor. Neste caso, o proprietário do boiler tem duas opções: (i) comprar o carvão da mina por um preço maior e perder a vantagem que o investimento em um ativo específico lhe proporcionaria; ou (ii) adquirir o carvão de outra mina, pagar pelo deslocamento do insumo e ver a eficiência do boiler reduzida. Esse seria o segundo melhor uso do ativo, pois quanto maior for essa diferença, mais quase rendas serão geradas. Por outro lado, nem todos os ativos apresentam um segundo melhor uso, esse fato pode deixar a situação do investidor ainda mais crítica.

Portanto, quanto mais especializados forem os ativos, maiores serão as quase rendas em jogo ao longo do tempo, com isso, aumentar-se-ão os incentivos para que os agentes tentem influenciar os termos de troca a seu favor, podendo gerar um problema de barganha, assim que o investimento for realizado (MASTEN, 1984).

O desempenho eficiente entre as partes que compõem uma transação vertical reduz os custos de transação ao minimizar o problema da apropriação de quase renda. No entanto, a existência dessa quase renda pode gerar um problema referente à barganha, na qual o cliente pode mentir para obter uma redução do preço, no entanto, por outro lado, o vendedor pode alegar aumento dos custos e capturar aumentos no lucro do cliente. Esse problema de barganha

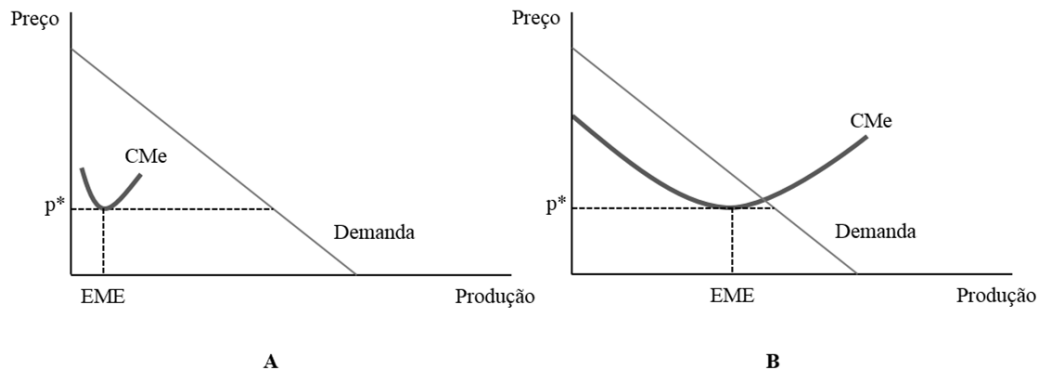
pode resultar em litígio. O contrato, mesmo sendo um instrumento para indução do comportamento cooperativo, é marcado pelo conflito que pode ocorrer na apropriação dos ganhos (das quase rendas). O investimento na formação de ativos específicos gera a expectativa de formação e apropriação de quase rendas, pelas quais os agentes irão barganhar. O problema de barganha pode causar ineficiência alocativa, pois leva, as partes envolvidas na transação, à escolha de uma forma organizacional menos eficiente *ex ante*, bem como a assumirem um possível comportamento oportunista *ex post* (AZEVEDO P. , 2000). A existência de assimetrias de informação, associadas ou não à presença de ativos específicos em situação de monopólio natural (ou transações em pequenos números), são as condições mais proeminentes para a geração de quase rendas.

### 1.3.2. Custos afundados e monopólio natural

Os custos afundados ou *sunk costs* apresentam custo de oportunidade igual a zero, no entanto não podem ser eliminados, mesmo que a firma saia do mercado. É importante observar que os *sunk costs* podem resultar de pequenos investimentos, como da rescisão antecipada de um contrato, o qual visa alugar uma sala comercial, até investimentos de grande porte, como a construção de uma usina hidrelétrica com reservatório. Esses custos não devem ser confundidos com custos fixos, que não são afetados por variações na produção e se mantêm constantes no curto prazo microeconômico. Outra característica dos custos fixos é que eles possuem custo de oportunidade positivo, isso significa que o custo de um investimento realizado em um ativo físico pode ser eliminado (pelo menos em parte) com o término da produção, ou prestação do serviço (SIFFERT FILHO, 1991)

A configuração da estrutura industrial, que pode ser competitiva ou monopolizada, depende da relação entre as curvas de demanda e do custo médio (VARIAN, 2012). Essa questão se torna especialmente importante quando se tem uma indústria que apresenta elevados *sunk costs*, associados às elevadas economias de escala. Nesse caso, a associação entre ambos constitui uma barreira referente à entrada/saída, que cresce na mesma direção das economias de escala, como sugerido por Bain (SILVA, 2007; SIFFERT FILHO, 1991, p. 44). Por outro lado, economias de escala, associadas aos custos fixos, não provocam esse efeito, por isso não constituem barreiras à entrada/saída. O fator crucial é a Escala Mínima Eficiente (EME), que aponta o nível de produção capaz de minimizar o Custo Médio Total (*CMe*) (VARIAN, 2012, p. 480), como mostra a Figura 2:

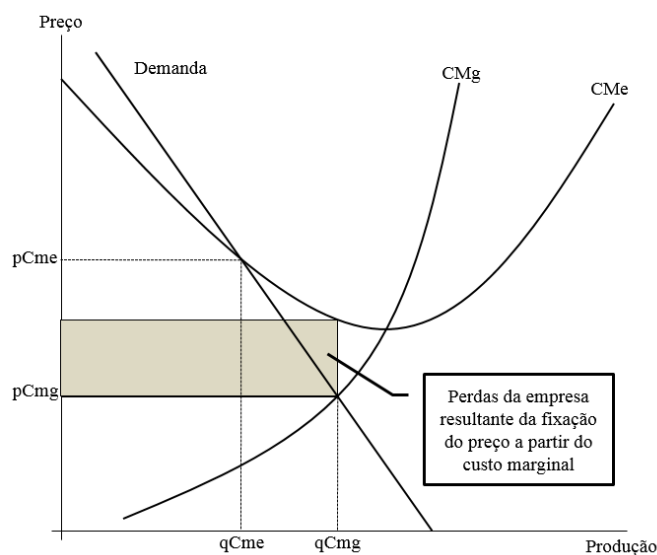
Figura 2 – Demanda em relação à escala mínima eficiente



Fonte: Varian (2012).

No caso **A** há espaço para muitas firmas, cada uma cobrando um preço próximo ao  $p^*$  e operando em escala relativamente pequena. No caso **B**, apenas uma empresa pode ter lucro positivo. Assim, é de se esperar que o caso **A** se comporte de maneira competitiva, já o caso **B**, terá uma tendência maior ao monopólio. Portanto, a forma da curva de  $CMe$ , ditada pela tecnologia básica empregada, é um aspecto importante para determinar se o mercado funcionará de modo competitivo, ou não. Se a EME for pequena em relação ao tamanho do mercado, poder-se-á esperar a prevalência das condições competitivas. No entanto, essa afirmação é relativa, o que importa é a EME e o tamanho do mercado, representado pela curva de Demanda. Ainda no caso **B**, tal configuração, aliada à presença de custos fixos ou *sunk costs* muito elevados, podem resultar na formação de monopólios naturais, como mostra a Figura 3:

Figura 3 – Monopólio Natural



Fonte: Varian (2012, p. 480).

Os monopólios naturais podem ser caracterizados: (i) pela presença de custos fixos (ou afundados) muito elevados e custos marginais muito baixos; (ii) quando a curva de Demanda

cruzar a curva de Custo Marginal ( $CMg$ ) em um ponto que fica abaixo do ponto mínimo do  $CMe$ , fazendo com que o nível de produção, que iguala Demanda e  $CMg$  ( $q_{CMg}$ ) seja eficiente, mas não lucrativa, o que obriga o monopolista a elevar o preço ou abandonar o mercado; e (iii) um nível de produção que iguale  $CMg$  e Demanda, é insuficiente para atender toda demanda de mercado.

De modo geral, isso ocorre em empresas que prestam serviço de utilidade pública (*utilities*), como na indústria de energia elétrica. Nelas, a tecnologia envolve *sunk costs* muito elevados, mas os custos marginais são muito baixos, o que leva esses mercados a uma configuração muito semelhante à da Figura 3, uma situação de monopólio natural. A grande questão na comparação entre *sunk costs* e custos fixos em situação de monopólio natural é que, no primeiro caso (monopólio natural associado a *sunk costs* muito elevados), verifica-se a falta de mobilidade do capital, o que pode anular a concorrência potencial, eliminando um elemento disciplinador dos preços de mercado. No segundo caso, a existência de custos fixos não eliminaria a concorrência potencial, pois grande parte dos investimentos é reversível, o que permitiria liquidação do negócio e minimização das perdas.

#### 1.4. ORGANIZAÇÃO ECONÔMICA COMPARATIVA

A estrutura de governança analisa a organização da produção pela ótica dos custos de transação. Assim, para uma determinada transação, a eficiência alocativa é determinada pela minimização de custos em sentido neoclássico e pela estrutura de governança, a qual minimiza custos de transação. Desse modo, a caracterização do ambiente institucional (formal e informal), associado à análise das falhas institucionais humanas e ambientais (*Atmosphere*), são o embasamento para a comparação entre estruturas de governança alternativas, o que Williamson (1975, p. 40) chamou de análise institucional (discreta) comparativa, que também é influenciada pelas três características principais (*critical dimensions*) da transação: (i) especificidade dos ativos; (ii) incerteza; e (iii) frequência (WILLIAMSON, 1979; WILLIAMSON, 1985; JOSKOW, 1988).

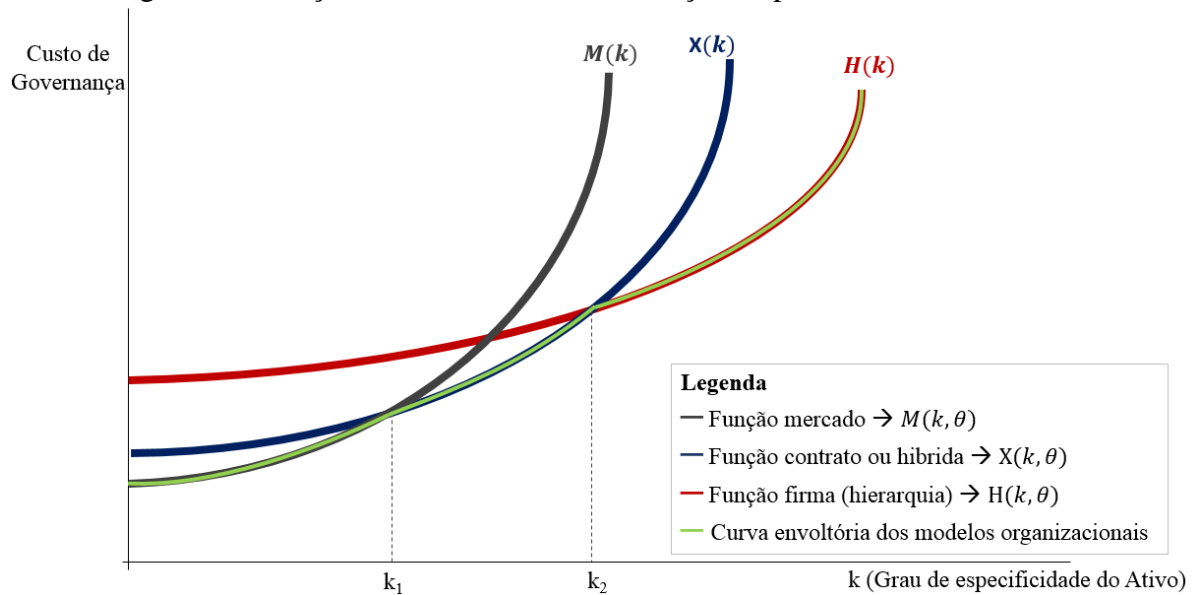
Uma das dificuldades quanto à alocação de recursos é à capacidade de prever e se adaptar a eventos futuros. As transações são acertadas sob determinadas condições iniciais, que inspiraram uma estrutura de governança minimizadora dos custos de transação; contudo, com o passar do tempo, podem ocorrer mudanças que distanciam a transação das condições iniciais, o que vai exigir uma mudança no acordo estabelecido entre as partes. A essas alterações,

ocorridas a partir das condições iniciais da transação, Williamson (1991, p. 271) chamou de “*disturbances*”. Em condições ideais, as “*disturbances*” são absorvidas de forma anônima e o sistema de preços da economia é suficiente para reajustar as expectativas de cada parte da transação, isso em relação ao processo de compra e venda, sem custos de governança. Não obstante, quando o sistema de preços deixa de garantir a eficiência alocativa e a identidade das partes passa a ser importante, as transações deixam de ocorrer via mercado *spot* para se transformarem em transações coordenadas, com isso o processo de compra e venda será regido por contratos ou dentro de uma hierarquia. Dado o caráter mutável do ambiente, resta saber como as empresas se adaptarão a tais mudanças, minimizando os custos de transação. Essa adaptação pode assumir três formas diferentes: mercado *spot*, governança híbrida ou hierarquia.

No “Modelo Heurístico” de Williamson (1985; 1991), a estrutura de governança é definida pela relação entre grau de especificidade dos ativos ( $k$ ) e o custo de governança ( $\theta$ ), ou vetor de deslocamento, que inclui outras características da transação, como incerteza e elementos do ambiente institucional. Este modelo mostra que investimentos específicos exigem governanças específicas (*idiosyncratic transactions*), ou seja, o crescimento do grau de especificidade dos ativos eleva os custos de transação. Quando são empregados na produção ou prestação de serviços, os ativos específicos criam uma dependência bilateral que expõem os agentes envolvidos na transação a riscos contratuais. Dentre as diferentes formas que os ativos específicos podem assumir, o que importa, em conclusão, é a relação de interdependência bilateral que esse tipo de ativo cria entre as partes.

Neste modelo, o mercado *spot* ( $M$ ) apresenta custos de governança muito baixos, pequena especificidade de ativos e custos de transação negligenciáveis e, sob essas condições, a frequência das transações garante a eficiência alocativa. Quando as transações envolvem ativos com maior grau de especificidade, o sistema de trocas passa a ser conduzido por estruturas híbridas ( $X$ ), em contratos de longos prazos, com salvaguardas que impõem multas e outras penalidades para o caso de descumprimento dos acordos. Se o grau de especificidade dos ativos for elevado, impondo maiores perdas em caso de descumprimento das cláusulas contratuais, a necessidade de um controle maior sobre a transação faz da hierarquia ( $H$ ) a forma organizacional mais eficiente. A Figura 4 mostra essa relação:

Figura 4 – Relação entre Custo de Governança e Especificidade dos Ativos



Fonte: Williamson (1991, pp. 284, tradução nossa).

As funções que representam os custos de governança de cada forma organizacional são dadas por:

*Função de mercado:*  $M(k, \theta)$

*Função híbrida:*  $X(k, \theta)$

*Função Hierárquica:*  $H(k, \theta)$

A Figura 4 apresenta o Custo de Governança ( $\theta$ ), que se mantém constante, como variável dependente do Grau de Especificidade do Ativo. Quando  $k = 0$ , os custos organizacionais das formas híbridas e hierárquicas excedem os custos de transação, o que faria do mercado a melhor alternativa para alocação eficiente, neste caso,  $M(0) < X(0) < H(0)$ . Portanto, com um grau de especificidade nula ou muito baixa, os mercados *spot* são sempre a forma mais eficiente de organizar a produção. Por outro lado, quando a especificidade dos ativos aumenta, a dependência bilateral se amplia e, por conseguinte, o risco de comportamento oportunista bem como os custos de transação. Para uma situação em que  $k > 0$ , quanto maior for o grau de especificidade dos ativos, maiores serão os custos de recorrer ao mercado, de modo que  $M' > X' > H' > 0$ , em decorrência da derivada parcial em relação a  $k$ .

No gráfico, as curvas apresentam o custo de governança para cada nível de especificidade dos ativos. Ao nível  $k_1$ , os agentes são indiferentes entre mercado e contratos; ao nível  $k_2$ , os agentes são indiferentes entre contratos e hierarquia. O modelo também permite traçar uma curva envoltória de todos os modelos organizacionais, permitindo que os agentes



escolham a forma organizacional mais adequada para cada combinação de  $k$  e  $\theta$ . Dessa forma, para um nível de especificidade  $k^*$ , quando  $k^* < k_1$ , a forma organizacional deve ser o mercado *spot*; se  $k_1 < k^* < k_2$ , logo prevalecerá a forma híbrida, mas se  $k^* > k_2$ , prevalecerá a forma hierárquica.

Com relação aos parâmetros de deslocamento ( $\theta$ ), as alterações nas características das transações afetam cada forma organizacional de forma diferente. Além disso, a escolha da forma organizacional mais eficiente não é estática, como sugere o modelo, mas vai sendo construída ao longo do tempo, com a repetição das transações. Quando a relação entre as partes se intensifica e os investimentos em ativos específicos aumentam, a relação pode migrar do mercado para a hierarquia. Contudo, o desenvolvimento tecnológico e de novos usos dos ativos pode transformar uma transação hierárquica em uma transação híbrida.

O mercado *spot* funciona de maneira eficiente, quando agentes autônomos se adaptam efetivamente às mudanças que podem ocorrer no ambiente de negociação, nesse caso, arranjos institucionais mais complexos apresentam custos organizacionais que não se traduzem em aumento de eficiência contratual (alocativa) (WILLIAMSON, 1991, p. 271). Contudo, mudanças na natureza dos ativos e redução na frequência das transações podem desenvolver uma dependência bilateral, com isso o processo de adaptação à “*disturbance*” exigirá uma resposta coordenada entre as partes, consubstanciada na figura de contratos ou integração vertical; no qual os mecanismos de mercado já não são suficientes para garantir a eficiência alocativa. Nesse ponto, os direitos de propriedade se tornam mais confusos, principalmente em relação à barganha pela apropriação de quase rendas, podendo no fim, fazer o mercado evoluir para uma relação de hierarquia.

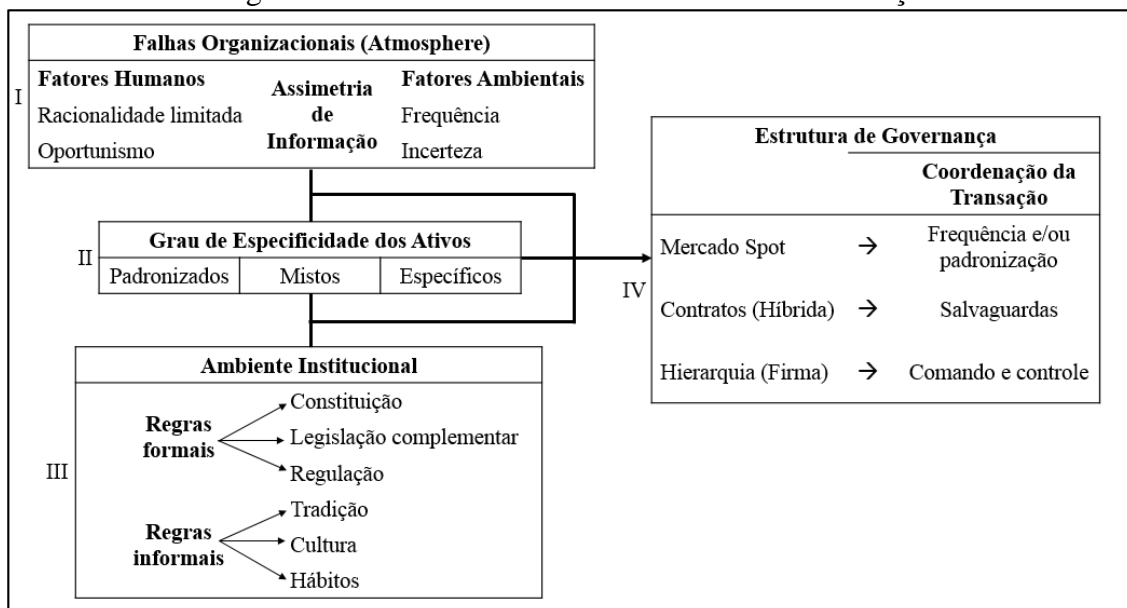
#### **1.4.1. Governança institucional**

A Teoria dos Contratos é um “parente próximo”, tanto da Teoria dos Custos de Transação, quanto da análise dos direitos de propriedade. Os objetivos do contrato são de superar o oportunismo pós-contratual que resulta da dificuldade que as partes envolvidas enfrentam, inclusive o fórum (tribunal ou corte), para verificar o cumprimento das obrigações contratuais.

A literatura sugere que a palavra contrato possui significados ambíguos, não apenas para a ciência econômica, mas em termos para as ciências legais também. Os contratos podem ter consequências legais, ou não; podem estar relacionados a uma transação comercial; ou

mesmo estarem relacionados a aspectos da vida pessoal das pessoas. Em âmbito comercial, os contratos podem ser completos ou incompletos, sendo que contratos completos são uma abstração teórica, pois a redação de contratos completos depende da existência de custos de transação: quanto maiores forem esses custos, mais incompletos tendem a ser os contratos (FURUBOTN; RICHTER, 2008). Para ciência econômica, os contratos são importantes, pois dão forma à estrutura organizacional da produção. De modo genérico, tanto as transações que ocorrem em mercado *spot*, quanto aquelas que ocorrem dentro de uma hierarquia são classificadas, para efeito técnico, como contratos. Grande atenção foi dada às interpretações opostas: completo ou incompleto; clássico ou relacional; juridicamente vinculado ou não; formal ou informal; padronizado ou idiossincrático, para citar alguns. Além disso, os economistas também analisam características do ambiente institucional e de falhas organizacionais, motivadas por fatores humanos e ambientais, que afetam a estruturação dos contratos (FURUBOTN; RICHTER, 2008), como mostra a Figura 5:

Figura 5 – Condicionantes da Estrutura de Governança



Fonte: Zylbersztajn (1995, p. 23). Elaboração própria.

A Figura 5 é composta por quatro quadros secundários, os quadros I, II e III apresentam características gerais que possuem grande peso sobre os custos de transação, que por sua vez, influenciam a estrutura de governança, como mostra o quadro IV. As falhas organizacionais podem resultar de fatores humanos (racionalidade limitada e oportunismo) e ambientais (frequência e incerteza), bem como da assimetria de informação que desequilibra a relação entre as partes de uma transação. Os ativos variam de padronizados a altamente especializados, e quanto maior o grau de especificidade, menores os custos de oportunidade, implicando que

esses ativos se originam de *sunk investments*. O ambiente institucional é formado por regras formais (como a constituição, leis e regulação) e informais (tradição e cultura) de uma sociedade. Esse conjunto de fatores, em diversas combinações, vai condicionar a escolha da forma organizacional da produção, equilibrando o custo de governança e a economia de custos de transação.

A classificação das formas contratuais se justifica, em grande medida, pelo problema da incompletude contratual, o que se relaciona diretamente com a própria definição de custos de transação. Se fosse possível escrever contratos completos, o problema de adaptação às alterações no ambiente de negociação nem existiria, dado que a incerteza não pesaria na redação dos contratos. Assim, um contrato é considerado incompleto quando não especifica, de maneira clara e objetiva, todas as possíveis acontecimentos futuros que causariam impacto sobre a performance da transação. Caso contrário, a assimetria de informação não desequilibraria a relação e todas as obrigações e direitos de cada parte, bem como os mecanismos de execução contratual estariam bem colocados, não havendo margem para comportamento oportunista (WILLIAMSON, 1975). Contudo, como mostra a Figura 5 as falhas organizacionais associadas aos investimentos em ativos específicos, proporcionam um ambiente de elevada complexidade institucional que impossibilita a redação de contratos completos.

A celebração de contratos envolve custos *ex ante* e/ou *ex post*. O primeiro se refere aos custos de redigir, negociar e estabelecer salvaguardas para os contratos. Os custos *ex post* estão relacionados ao monitoramento da performance contratual, cumprimento das cláusulas contratuais e adaptação às alterações ocorridas ao longo do tempo. Os custos *ex post* são um reflexo da incompletude contratual, agravada em face de problemas como racionalidade limitada, assimetria de informação e incerteza. Motivo pelo qual a estrutura organizacional tem a função de agir *ex ante*, durante a redação do contrato (JOSKOW, 1985). Além disso, investimentos em ativos específicos também são fatores críticos no aumento dos custos de transação (KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978; JOSKOW, 1988). Assim, os problemas de coordenação podem se tornar menos severos com o aumento do controle sobre a transação, evoluindo de mercado *spot* para contratos e de contratos para hierarquia.

O desafio de comparar e analisar diferentes estruturas de governança está em distinguir, bem como explicar cada método de organização da produção. Cada forma organizacional é definida por um conjunto de atributos próprios, cuja existência depende de garantias formais. A preservação dos direitos de propriedade e do direito contratual (*contractual*

*law*) fornecem o suporte crucial para definir a forma e garantir a segurança de cada uma das formas organizacionais (WILLIAMSON, 1991).

Em economia, existe a preocupação com a performance contratual, que vai muito além do cumprimento do acordo, motivo pelo qual, os custos de transação e as formas contratuais são tão estudadas. Consequentemente, existe interesse em compreender o ambiente no qual a transação estará inserida (com análise dos fatores ambientais e humanos) para compreender a escolha do modelo organizacional mais adequado ao ambiente, em que a incerteza, frequência e ativos específicos estão entre os mais importantes. A análise das formas contratuais, realizada por Williamson (1985; 1979; 1991), foi baseada no trabalho de Ian Macneil, *The many future of contracts*, de 1973, a partir do qual foram destacadas três formas principais: os contratos clássicos (mercado *spot*), contratos neoclássicos (governança trilateral) e contratos relacionais (governança bilateral e integração vertical), que serão analisadas detalhadamente nas próximas seções.

#### **1.4.1.1. Contratos clássicos**

Na governança de mercado (mercado *spot* ou *Classical contract law*) a identidade das partes envolvidas na transação é irrelevante, pois esse tipo de contrato tem características de contratos completos. Dessa forma, as contingências, em caso de quebra contratual, estão previstas desde o começo da relação, pois o contrato corresponde ao conceito jurídico de venda, que ocorre dentro e se beneficia de uma estrutura legal bem delineada, encontrando amparo legal para a execução da transação. Os atributos da transação não afetam os termos de troca, assim, a participação de uma terceira parte é desaconselhada, como na governança trilateral (contratos neoclássicos) (WILLIAMSON, 1985; 1991).

Essa estrutura tende a ser eficiente mesmo em face de transações ocasionais. Além disso, na falta de experiência própria sobre a transação, características do produto, do vendedor e do ambiente institucional são facilmente obtidas, inclusive pela experiência de outros agentes. Como a transação envolve ativos padronizados, a avaliação da experiência (própria ou de terceiros) fornecerá incentivos suficientes para que as partes se comportem de maneira respeitável, ou seja, o risco de comportamento oportunista é minimizado (WILLIAMSON, 1979; 1985).

Existe a possibilidade de que as transações sob governança de mercado não sejam à vista, havendo, mesmo que curtíssimo, *gap* temporal e espacial entre compra e venda, ou seja,

o contrato clássico pode antecipar a transação. Contudo, as próprias características (*dimension*) da transação, como frequência recorrente, ativos padronizados e incerteza negligenciável, minimizam os custos de transação, atribuindo um caráter de “*presentiation*”<sup>7</sup>, ou seja, *gaps* temporais e espaciais não representam impacto sobre a eficiência alocativa dos contratos clássicos.

#### 1.4.1.2. Contratos neoclássicos

Os contratos neoclássicos, também chamados de Governança Trilateral, são inerentemente incompletos e repletos de lacunas contratuais, pois são redigidos sob incerteza, complexidade e racionalidade limitada, problemas que expõem os agentes ao risco de comportamento oportunista. São contratos que se destinam às transações ocasionais, cujo grau de especificidade dos ativos varia de misto a altamente especializado, em outras palavras, são investimentos com custo de oportunidade extremamente baixo (ou nulo), com isso mesmo a transferência desses ativos para um outro proprietário implicaria em dificuldades de valoração dos ativos. Esse conjunto de fatores exige que as partes sejam identificadas, a fim de estabelecer o papel, bem como as responsabilidades de cada agente envolvido na transação. Aqui, o mercado *spot* seria ineficiente, pois se a empresa deixa de incorrer em custos de governança por um lado, passa a enfrentar elevados custos de transação por outro. Isso ocorre, pois o direito contratual que ampara os contratos clássicos é insuficiente para conduzir contratos neoclássicos, uma vez que a identidade das partes é irrelevante e os custos de transação são nulos ou negligenciáveis; por outro lado, a governança bilateral e a integração vertical apresentam custos de governança excessivamente elevados.

Com a combinação de um grau maior de especificidade dos ativos e menor frequência das transações, a governança trilateral demanda um terceiro agente (arbitragem) para ajudar a resolver disputas e avaliar a performance da transação, podendo ser exercida pelo governo ou por uma empresa ou profissional independente, cujo objetivo é avaliar a performance do contrato (WILLIAMSON, 1979; 1985).

Quando surgem problemas na condução do contrato, como circunstâncias não previstas e oportunismo, as próprias características da transação dificultam o processo de

---

<sup>7</sup> O conceito de “*presentiation*” descrito por Macneil e utilizado por Williamson (1979, p. 236) tem o significado de transação presente, mesmo que exista um pequeno gap temporal entre os momentos de compra e entrega do produto/serviço.

adaptação às modificações ocorridas em relação às circunstâncias iniciais. Por isso, a governança de mercado é rejeitada como forma alternativa de organizar a produção (WILLIAMSON, 1979; 1985; 1991).

#### 1.4.1.3. Contratos relacionais

Os contratos relacionais, ou governança voltada para transações específicas (*Transactions-specific governance*), comportam transações de natureza não padronizada, elevada idiosincrasia (especificidade) dos ativos e frequência recorrente, podendo ser de dois tipos: (i) estrutura bilateral, na qual a autonomia das partes é mantida; e (ii) hierarquia ou integração vertical, em que a transação é removida do mercado e submetida a uma relação de autoridade, dentro da firma.

Contratos relacionais são contratos adaptativos de longo prazo, ou seja, podem ser renegociados a cada instante, com isso a dinâmica contratual leva em conta todos os aspectos da relação entre as partes. Na medida em que não é possível deduzir todos os termos das obrigações contratuais, a incerteza e a necessidade de adaptação são características intrínsecas a este tipo de acordo, assim como ocorre nos contratos neoclássicos. Por outro lado, enquanto o contrato neoclássico se baseia no contrato inicial, o contrato relacional tem como ponto de referência a relação que está sendo construída entre as partes, cujas cláusulas se alteram ao longo do tempo, se adaptando às novas circunstâncias, o que pode ou não incluir os contratos originais, estabelecidos no início da relação. Esse contrato se origina de uma crescente especificidade dos ativos envolvidos na transação, na duração e na complexidade do ambiente institucional (WILLIAMSON, 1985; FURUBOTN; RICHTER, 2008).

Um contrato de longo prazo (com transações repetidas) pode resultar em um contrato relacional com amparo legal (FURUBOTN; RICHTER, 2008, p. 157). Os contratos relacionais possuem aplicabilidade direta em situações em que há dependência bilateral entre as partes do contrato, resultante, em geral, no caso de (*sunk*) investimentos em ativos específicos. Se por um lado, os contratos relacionais não descrevem todas as contingências futuras, o que não é uma pretensão deste tipo de acordo, por outro, as relações do passado e do presente, bem como as expectativas futuras de relação entre as partes, são levadas em conta (FURUBOTN; RICHTER, 2008). Nesse tipo de contrato, o desenvolvimento da relação entre as partes influencia e modifica os termos do contrato, por isso, preservar a reputação e observar o cumprimento das cláusulas (*self-enforcement*) são fundamentais para a performance contratual. O ponto de referência deixa de ser a transação (discreta) e passa a ser a relação (contínua).

### **a) Governança bilateral**

É destinada às transações específicas (*idiosyncratic transactions*) (WILLIAMSON, 1979, p. 257), com ativos mistos, em outros termos, são ativos que possuem custo de oportunidade moderado, com transações frequentes. Os maiores problemas desse tipo de contrato podem surgir da necessidade de adaptação contratual. Mudanças nas condições iniciais do contrato podem gerar conflitos entre as partes e dificultar a redação de um novo contrato ou a alteração do contrato já existente. Isso ocorre pois, na governança bilateral, a autonomia das partes é mantida e as mudanças têm que ser absorvidas em comum acordo.

Em caso de mudanças nas condições iniciais da transação, as partes desejarão barganhar por melhores condições de compra e venda, o que pode gerar custos adicionais ao contrato. Isso pode acontecer pelo risco de comportamento oportunista, dados os problemas de assimetria de informação e racionalidade limitada. O ajuste de preços também pode ser problemático, pois gera uma barganha entre as partes: o vendedor tentará aumentar o preço e o comprador, reduzi-lo. Ocorre que uma parte não tem como saber qual é a intenção da outra com a alteração do preço: pode ser um aumento nos custos ou simplesmente uma tentativa de apropriação de quase rendas. Contudo, apesar dos problemas de adaptação, a governança bilateral se constrói ao longo da relação, na qual cada mudança é incorporada às cláusulas contratuais e contribui para o desenvolvimento da transação.

### **b) Governança unificada, hierarquia ou firma**

A Governança unificada surge quando o sistema de preços e salvaguardas contratuais falham na alocação dos recursos (COASE, 1937). Assim, à medida que as transações se tornam mais idiossincráticas (específicas), os incentivos para comercialização via mercado *spot* ou por governança híbrida se tornam menores. Nesse caso, os ativos se tornam cada vez mais especializados para um uso particular, como consequência, seu valor de uso alternativo também será muito baixo ou nulo, com isso, a transação se torna também, muito específica. Na integração vertical, no lugar da negociação, as adaptações são realizadas por meio da autoridade exercida pelo proprietário e/ou seus gerentes, de maneira sequencial e sem necessidade de consultar, complementar ou revisar os acordos intrafirma<sup>8</sup>, assim, quando uma única empresa

---

<sup>8</sup> Dentro da hierarquia podem surgir problemas relacionados ao custo gerencial e oportunismo, no entanto, essa não é uma questão central deste trabalho. Mesmo porque, o custo de agência não é um custo de transação. São problemas de naturezas diferentes.

atua dos dois lados da transação, o problema de barganha por quase rendas é eliminado. Ajustes como preço e quantidade são realizados de forma mais clara e direta do que nas transações de governança bilateral (HART, 2011).

Na integração vertical, a firma controla todos os ativos relacionados à etapa do processo produtivo que foi internalizada (por exemplo: ativos físicos, insumos, mão de obra etc.). Fora da integração vertical, quando a firma recorre ao mercado, ela pode contratar o serviço ou produto finais, sem possibilidade de controlar qualquer aspecto dos processos intermediários para produção do que foi contratado (HART; MOORE, 1990).

Na estrutura hierárquica, a firma abdica da necessidade de recorrer à arbitragem e litígio para solução de problemas na produção, sendo a firma, por meio da autoridade, a própria instância para solução de problemas. Descrever a empresa como um "nexo de contratos" (ALCHIAN; DEMSETZ, 1972) sugere que a firma não é diferente do mercado, em aspectos contratuais, ou seja, que a relação entre comprador e vendedor e aquela entre empregador e empregado são idênticas em termos contratuais. De fato, mesmo as relações de trabalho no interior da firma são regidas por contratos, no entanto, a performance de cada tipo de relação contratual (compra-venda e empregado-empregador), bem como a maneira pela qual as indisposições entre as partes são resolvidas, são de naturezas completamente diferentes quando se compara as relações via mercado e aquelas que ocorrem dentro da firma (WILLIAMSON, 1991).

A integração vertical pode reduzir custos de transação, uma vez que, em circunstâncias de complexidade, redigir contratos completos é inviável e recorrer ao mercado pode elevar os custos de transação. A organização interna facilita a adaptação e a tomada de decisões sequenciais. Uma desvantagem desse modelo de organização é que as empresas podem incorrer em custos de agência, mas este é um problema de natureza gerencial. Quando as transações são realizadas em pequenos números e envolvem ativos de elevada especificidade, problemas como assimetria de informação e incerteza pressionam a racionalidade limitada dos agentes, neste caso, a governança trilateral se apresenta como forma mais eficiente de organizar a produção.

Os contratos bilaterais e a integração vertical se baseiam nos contratos relacionais, pois o contrato é construído ao longo do tempo, a partir da relação entre as partes. Nos contratos bilaterais, isso ocorre entre empresas distintas, mas na integração vertical, isso ocorre por meio da hierarquia, dentro de cada empresa. Por um lado, um elevado grau de incerteza pode conduzir a transação à integração vertical. Contudo, quando as transações envolvem ativos mistos e o grau de incerteza é muito grande, pode-se abrir mão de algum grau de eficiência produtiva,



optando-se por adquirir ativos mais customizados, o que demandaria uma estrutura organizacional mais simples (WILLIAMSON, 1985). Outro ponto, é que o ganho de maturidade da indústria (COLOMER FERRARO, 2010) e o aumento da frequência das transações podem reduzir as incertezas e minimizar o risco de comportamento oportunista. A maturação da indústria eleva o número de agentes e reduz o grau de especificidade da transação, fazendo da integração vertical uma forma organizacional menos eficiente.

O Quadro 3, constituído a partir de uma combinação de figuras do artigo de 1979, de Oliver Williamson, está dividida em duas partes. Na parte I, o quadro relaciona as características do investimento, segundo o grau de especificidade dos ativos, em ‘Não Específicos’, que são máquinas e equipamentos padronizados e insumos também padronizados, como as commodities; ‘Mistos’, que são equipamentos e insumos com algum grau de especificidade; e ‘Específicos’, são ativos sem custos de oportunidade. Os ativos são classificados segundo a frequência da transação. Transações ocasionais se destinam a máquinas, equipamentos e à construção da planta, ao passo que nas transações frequentes são comercializados insumos de produção. A segunda parte (II) do quadro mostra a relação entre a estrutura de governança, o grau de especificidade dos ativos e a frequência da transação. Neste caso, por simplificação, assume-se que a incerteza está presente em cada transação em um grau intermediário e o foco da análise, por enquanto se concentrará da especificidade dos ativos, bem como na frequência.

Quadro 3 – Características do Investimento e Estrutura de Governança

		Característica do Investimento			
		Não Específico	Misto	Específico	
Frequência	Ocasional	Compra de máquinas e equipamentos padronizados	Compra de equipamentos customizados	Construção da planta	I
	Recorrente	Compra do insumo padrão	Compra do insumo customizado	Fabricação própria	
		Não Específico	Misto	Específico	II
Frequência	Ocasional	Governança via mercado (contratos clássicos)	Governança trilateral (contratos neoclássicos)		
	Recorrente		Governança Bilateral	Governança hierárquica	
		Contratos relacionais Baseados na confiança			

Fonte: Adaptado de Williamson (1979, pp. 247; 253, tradução nossa).

Como mostra o Quadro 3, a estrutura de governança mais eficiente é definida a partir do grau de especificidade dos ativos e da frequência das transações. Para máquinas,

equipamentos e insumos padronizados, a governança de mercado se mostra como a mais adequada, podendo ser aplicada às transações recorrentes ou ocasionais. Para uma frequência ocasional e ativos mistos (máquinas e equipamentos customizados) e específicos (construção da planta) a governança trilateral se apresenta como forma organizacional que estabelece a melhor relação entre economia dos custos de transação e custos de governança. Por fim, os contratos relacionais se destinam às transações recorrentes. Neste caso, a governança bilateral é mais adequada para transações envolvendo ativos mistos, e a governança hierárquica se destina às transações envolvendo a construção de plantas ou máquinas e equipamentos altamente especializados.

Como a governança das transações é afetada pelo grau de incerteza, em um mercado hipotético, com ausência de incerteza, a transação não desperta interesse especial mesmo que os ativos sejam específicos, pois conhecer os desdobramentos futuros simplifica a transação, facilitando a elaboração dos contratos. Por outro lado, quando a incerteza varia de média a elevada, esse aspecto deve ser considerado na escolha da forma de organização da produção. Nesse sentido, contratos de longo prazo são especialmente problemáticos, pois trazem consigo problemas como: assimetria de informação e incerteza. Joskow (1985) apresentou o caso da construção de uma *utility* produtora de energia a partir de carvão mineral, com vida útil de 35 anos ou mais. Segundo o autor, existe incerteza sobre a demanda, a oferta de insumos, o risco institucional quanto às mudanças regulatórias nas regras sobre poluição, alteração do preço das outras fontes, tanto no curto quanto no longo prazo. Esses problemas, em conjunto, dificultariam a redação dos contratos de longo prazo.

Quando relacionada ao grau de especificidade dos ativos, por conseguinte, das transações, a incerteza passa a ter importância sempre que os investimentos forem idiossincráticos em um grau não trivial, impondo a necessidade de criação de um aparato institucional (de contratos ou integração vertical) para viabilizar que a transação ocorra de maneira eficiente. Além disso, as falhas contratuais e a necessidade de adaptações sequenciais crescem com a elevação do grau de incerteza.

## **CAPÍTULO 2 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO: AS REGRAS DO JOGO NO BRASIL**

O Capítulo 2 tem o objetivo de analisar as mudanças no Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro no período recente, entre 1995 e 2018; contudo, antes de apresentar o modelo institucional, faz-se se necessário uma breve exposição sobre características gerais e técnicas do setor elétrico.

Na Seção 2.1 serão apresentadas características gerais da indústria de eletricidade, como a não estocabilidade dos fluxos de energia e a interdependência física entre seus segmentos, mostrando suas respectivas implicações econômicas. Também serão discutidos os fatores que qualificam a indústria de eletricidade como um Serviço Público, mesmo que a eletricidade tenha algumas das características que se fazem presentes nas *commodities*. A Seção 2.2 apresenta as mudanças do modelo institucional ocorridas entre 1995 e 2018. Para tanto, foi necessário fazer uma retomada no tempo, com a finalidade de destacar elementos que influenciaram as reformas dos anos 1990 e início dos anos 2000 e que ainda afetam a governança institucional do setor elétrico. Nesta seção serão discutidas a tentativa de transição do modelo de monopólio estatal para um modelo liberalizado, promovida durante o governo de Fernando Henrique Cardoso e a reforma do governo Luiz Inácio Lula da Silva, que implantou um modelo híbrido, ao estabelecer dois ambientes de compra e venda de energia elétrica: um livre e outro regulado. A Seção 2.3 apresenta uma descrição das principais instituições do setor elétrico brasileiro e faz um relato das mudanças ocorridas nestas instituições.

### **2.1. CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO E O PROCESSO DE DESVERTICALIZAÇÃO**

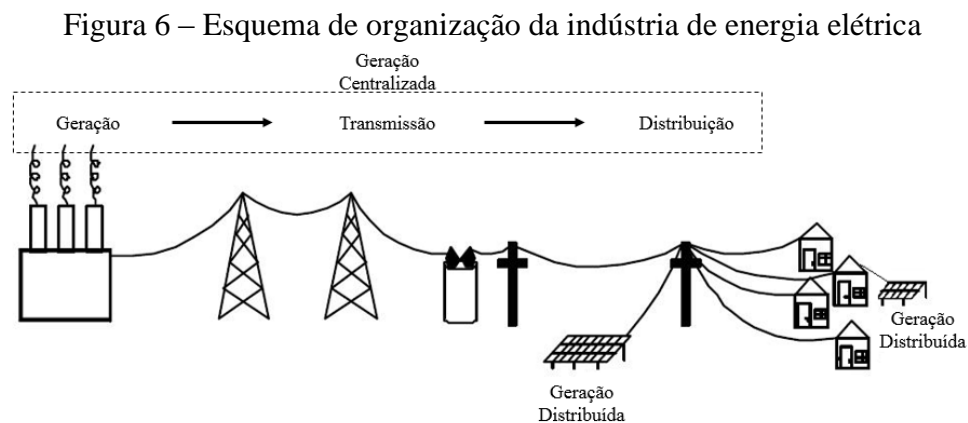
Com o fim da “Batalhas dos Sistemas”<sup>9</sup> e a vitória da corrente alternada, a configuração do setor elétrico ganhou os contornos conhecidos atualmente: unidades geradoras de grande porte, extensas linhas de transmissão e rede de distribuição, que atendiam a um padrão tecnológico de grandes economias de escala e *sunk investments* para formação dos ativos

---

<sup>9</sup> Ou a “Guerra das Correntes”, foi o embate entre Thomas Edson, detentor dos direitos industriais da transmissão de energia elétrica sob a forma de corrente contínua, e Nicola Tesla e George Westinghouse, que buscavam a introdução e consolidação do sistema de corrente alternada. A corrente contínua foi empregada como padrão até o final do século XIX, mas apresentava problemas de logística e distribuição, pois inviabilizava a transmissão de energia em longas distâncias; problema solucionado pela corrente alternada. O fim da disputa ocorreu em 1893, quando a energia em corrente alternada foi transmitida a partir da usina hidrelétrica nas Cataratas do Niágara, usando corrente alternada e o sistema se consolidou, transformando-se em padrão para todo o mundo (SILVA, 2007).

do setor (PINTO JUNIOR (org), 2007; DIAS, 2005). A disposição dos segmentos dessa indústria (Geração, Transmissão e Distribuição) possibilitou duas formas de organização do processo, que são (i) a geração centralizada e (ii) a geração distribuída.

Quando a produção de energia elétrica obedece ao sequenciamento de geração→transmissão→distribuição, o processo se caracteriza como Modelo de Geração Centralizada<sup>10</sup>. Isso implica, de modo bastante simplificado, na forma de organização e distribuição da energia elétrica: primeiro a fonte primária é transformada em eletricidade (geração); em seguida, é transmitida em alta tensão até o centro de consumo (transmissão); quando a tensão é reduzida e a energia é distribuída aos consumidores finais (distribuição). No Modelo de Geração Distribuída, a unidade de geração pode estar ligada diretamente na rede de distribuição ou na unidade de consumo, como ocorre com painéis solares fotovoltaicos instalados nos telhados das residências, por exemplo. Fatores como o crescimento da indústria e do nível de integração da rede de transmissão; o aumento do consumo e da diversificação dos usos de energia; e o surgimento de tecnologias de geração de pequena escala, levaram à coexistência dos dois modelos de organização do setor elétrico (DIAS, 2005). A Figura 6 mostra um esquema simplificado onde são apresentados os modelos de geração centralizada e distribuída:



Fonte: Elaboração própria.

O serviço prestado pelo setor elétrico tem uma cadeia de suprimento linear (CHAO; OREN; WILSON, 2008), que começa com a geração, passa pelas redes de transmissão e distribuição, chegando ao consumidor<sup>11</sup>, na geração centralizada. No caso da geração

<sup>10</sup> É importante não confundir Modelo de Geração Centralizada com despacho centralizado: este último será explicado em momento oportuno.

<sup>11</sup> Esta análise não considera as etapas a montante da geração, como a cadeia de suprimento de combustíveis para as termelétricas, por exemplo.

distribuída, a unidade geradora está ligada diretamente à rede de distribuição ou à unidade de consumo.

No princípio, a indústria de energia era constituída por três segmentos: geração, distribuição e transmissão. O quarto, representado pela comercialização, só foi criado a partir do final do século XX, em um processo de reestruturação da indústria.

A **geração** de eletricidade é o segmento da indústria responsável pela produção de energia elétrica. A geração pode ocorrer através da força da água (energia hidrelétrica), do vento (energia eólica), da queima de combustíveis fósseis ou biomassa (energia termelétrica), da conversão de energia solar (energia fotovoltaica), do emprego de combustível nuclear (energia termonuclear) dentre outras possibilidades (JOSKOW, 1997).

Em geral, as máquinas e equipamentos das usinas de geração são de uso dedicado, havendo um componente importante de *sunk costs* associados à escolha do *mix* de geração a ser adotada em uma indústria de energia (JOSKOW, 1985). É interessante observar que cada tipo de usina geradora apresenta estruturas de custo muito diferentes entre si; algumas possuem elevados custos fixos e afundados e custos marginais muito baixos, como a energia hidráulica, eólica e solar; em outros tipos de usinas ocorre o oposto, como nas termelétricas a base de combustíveis fósseis, que apresentam custos marginais muito elevados. No entanto, essas tecnologias, tão diferentes entre si, geram o mesmo tipo de fluxo de eletricidade.

A **transmissão** de eletricidade emprega o uso de cabos, torres, transformadores e subestações para realizar o “transporte” de energia elétrica entre os geradores e os centros de distribuição. Quanto mais desenvolvida for uma determinada indústria de energia elétrica, mais interconexões a transmissão terá, conectando um grande número de instalações de geração, dispersas por grandes áreas geográficas, a centros de consumo também dispersos. O sistema de transmissão tem o objetivo de fornecer um fluxo confiável de eletricidade, obedecendo a rigorosos requisitos para manter a frequência, tensão e estabilidade da rede (JOSKOW, 1997).

Além do serviço de transporte de energia, a transmissão é responsável pela coordenação do despacho de energia e por balancear a relação entre oferta e demanda de eletricidade em tempo real, gerenciando possíveis falhas de equipamentos, restrições de rede e relações com redes elétricas interconectadas (JOSKOW, 1997).

A partir do momento que a energia é gerada e entra na rede de transmissão, não é mais possível rastrear e identificar seu proprietário. Neste caso, ninguém é dono da energia *per se*. Em vez disso, aos participantes do mercado é permitido injetar e retirar energia em locais

específicos da rede. Este controle é exercido pelo operador do sistema (ou rede) de transmissão<sup>12</sup>. A atuação do operador, para resolver os desequilíbrios da rede, se baseia em regras e procedimentos técnicos, que acabam tendo reflexos na liquidação financeira dos agentes de geração e consumo (WILSON, 2002). Mesmo com a desverticalização da indústria, que trouxe elementos dos contratos clássicos para coordenar as relações entre os segmentos do setor e os consumidores finais, a rede de transmissão ainda requer coordenação contínua, a fim de assegurar equilíbrio constante entre injeções (oferta) e retiradas (demanda) de energia, pois as ações que ocorrem em um trecho ou nó da rede de transmissão geram implicações para todo o sistema (SIDDIQUI, 2002).

A geração e a transmissão estão intimamente relacionadas e são tanto substitutos quanto complementares. Uma rede de transmissão bem arquitetada pode potencializar a geração existente, minimizando a necessidade de construção de novas unidades geradoras, pelo menos temporariamente. A geração também tem o duplo papel de fornecer energia para atendimento da carga (demanda) e servir como reserva, a ser acionada pelo operador da rede em caso de desequilíbrio entre oferta e demanda.

O sistema de **distribuição** de energia se confunde com a própria topografia das cidades, pois se encontra ramificado ao longo de ruas e avenidas, para levar energia elétrica às unidades de consumo. Em termos físicos, o sistema de distribuição apresenta muitas similaridades com o sistema de transmissão, pois é uma rede que integra diversos usuários em um único sistema local; por outro lado, o sistema de distribuição apresenta maior densidade de rede que a transmissão, pois precisa chegar a cada unidade de consumo (ABRADEE, 2018).

A função do segmento de distribuição envolve, normalmente, o fornecimento dos serviços de "cabos", que é a própria conexão dos consumidores com a rede e os serviços de varejo, que incluem todo o processo de compra e venda de eletricidade, medição do consumo em cada unidade, faturamento, previsão de crescimento da demanda e flutuações do consumo. Essas funções de varejo são um componente integral da função de distribuição (JOSKOW, 1997).

A indústria de energia apresenta duas características técnicas muito particulares, que são (i) *a não estocabilidade dos fluxos de energia*; e (ii) *a interdependência sistêmica e física* entre seus segmentos; isto ocorre pois, até o presente momento, não é possível transmitir

---

<sup>12</sup> No caso do Brasil, este papel é exercido pelo Operador Nacional do Sistema de Transmissão (ONS).

eletricidade a grandes distâncias sem o uso de cabos (fios) condutores (PINTO JUNIOR (org), 2007). Essas características impõem severas restrições em tempo real, pela necessidade de promover o equilíbrio permanente entre geração e consumo. Esta é uma peculiaridade do setor elétrico que se sobrepõe, inclusive, a questões de ordem econômica.

No conceito mais comum sobre o mercado de energia elétrica, o produto final é a eletricidade medida em quilowatts-hora (kWh), pelo que pagam os consumidores finais. No entanto, a indústria de energia elétrica, além de produzi-lo, precisa garantir que cada kWh esteja pronto e disponível na tomada do consumidor no exato momento da sua necessidade, ou seja, cada kWh tem que ser garantido pela rede (D'ARAÚJO, 2009). Fontes de energia que não tenham garantia de disponibilidade a qualquer hora trazem uma série de complicações para este mercado.

Na prática, a não estocabilidade gera a obrigação de manter o equilíbrio entre oferta e demanda em tempo real. Qualquer desvio no equilíbrio afeta a frequência de referência, expressa em hertz<sup>13</sup> (Hz), podendo resultar em consequências prejudiciais para todo o sistema, como *blackouts* (GLACHANT; SAGUAN, 2007). O “*energy imbalance*”, ou desequilíbrio na rede de eletricidade, é a diferença, em tempo real, entre geração e demanda de energia, dentro de um cronograma de despacho de energia pré-estabelecido. Já a interdependência física implica que cada etapa do processo de produção da energia elétrica, da geração ao consumo, deve estar permanente e obrigatoriamente conectada, sendo essa uma das principais limitações tecnológicas atuais: exceto nos casos de geração distribuída, as redes de transmissão e distribuição são imprescindíveis.

Uma outra característica peculiar das redes de energia é que, ao contrário do que ocorre com as ferrovias ou redes telefônicas, redes de energia não são comutáveis: não é possível entregar um produto (ou serviço, no caso dos telefones) do ponto A ao ponto B, sem perturbar toda a rede, mesmo diante de uma rede bastante interconectada. No caso do setor elétrico, a injeção de energia gerada no ponto C vai causar uma perturbação em todo o sistema conectado, mesmo que a energia seja destinada a um ponto específico da rede. Da mesma forma, se um consumidor D retirar energia elétrica da rede, seu consumo afetará todo o sistema, mesmo que ele tenha adquirido a energia de um gerador específico. Com isso, a falha de um equipamento importante em uma parte da rede, por exemplo, vai afetar toda a estabilidade do sistema

---

<sup>13</sup>O hertz (Hz) é a unidade de medida derivada do Sistema Internacional para frequência e expressa, em ciclos por segundo, a frequência de um evento periódico, oscilações (vibrações) ou rotações por segundo.

(JOSKOW, 1997). Essa característica em conjunto com a não estocabilidade, exigem o monitoramento constante dos fluxos de energia na rede.

### 2.1.1. Dos monopólios verticalmente integrados à desverticalização

Desde sua criação, no final do século XIX, a indústria de energia elétrica cresceu de maneira intensa e vertiginosa, primeiro como sistemas regionais, e a partir da segunda metade do século XX, transformando-se em sistemas cada vez mais integrados, formando um intrincado sistema de transmissão de energia, como ocorre no Brasil e está em andamento na União Europeia (SILVA, 2007).

Ao longo do tempo, o crescimento experimentado pela malha de transmissão, pelo segmento de geração e pelo nível de consumo e usos da energia elétrica, permitiu que esta indústria, nascida como *monopólios regionais verticalmente integrados*, crescesse em número e diversidade de agentes e de transações. Quase sempre, esses monopólios eram de propriedade do governo e estavam sujeitos a forte regulação de preços, entrada, investimento, qualidade de serviço e outros aspectos do comportamento da empresa (JOSKOW, 1997; CHAO; OREN; WILSON, 2008). A literatura aponta seis razões principais para que a indústria de energia elétrica tenha se constituído a partir de monopólios verticalmente integrados (CHAO; OREN; WILSON, 2008):

- i. É um **Serviço Público** ou *Utility*: os serviços públicos são caracterizados pela presença de economias de escala e escopo, *sunk investments* e por serem consumidos massivamente por famílias, empresas e governos. Essas três condições são verificadas em todos os segmentos do setor (TOMMASI; SPILLER, 2008, p. 518);
- ii. **Indivisibilidade**: A relação entre a não estocabilidade e a interdependência resultam na indivisibilidade desta indústria, uma decorrência do caráter de rede dos serviços públicos. Isso implica que o usuário, não importando a escala de consumo, ao utilizar o serviço mobiliza toda a rede em tempo real, do gerador ao comercializador (FLEURY, 2009);
- iii. É um **Monopólio Natural** na transmissão e distribuição: a construção e manutenção das redes envolve *sunk costs* muito elevados, mas os custos marginais (de transporte e distribuição de energia) são muito baixos. Mesmo que essa indústria cresça e a rede se ramifique, a transmissão e distribuição



serão sempre monopólios naturais (NEWBERY, 2005; JOSKOW, 1997; CHAO; OREN; WILSON, 2008);

- iv. Apresentam **Economias de escala**: essa questão se torna especialmente importante quando se tem uma indústria que apresenta elevados *sunk costs*. O fator crucial é a Escala Mínima Eficiente (EME) das plantas de geração, transmissão e distribuição em relação ao tamanho do mercado. Se a EME for grande em relação ao mercado e estiver associada a *sunk costs*, pode-se esperar a prevalência de uma tendência ao monopólio natural; do contrário, espera-se que prevaleçam condições competitivas (VARIAN, 2012);
- v. Apresentam **Economias de Escopo**: no segmento de geração de eletricidade, as usinas podem produzir energia para atendimento da demanda ou para equilibrar déficits ou superávits de energia na rede de transmissão: a transmissão pode fazer com que a geração seja mais eficiente. Essa categoria também inclui a vantagens da operação centralizada e da coordenação dos investimentos;
- vi. Apresenta **Custos de transação**: no setor de energia elétrica são firmados contratos de longo prazo, em um ambiente de incerteza e complexidade: esses contratos envolvem o investimento (*sunk*) em ativos específicos e conseqüente criação de quase rendas. O resultado, é a celebração de contratos inerentemente incompletos, que dão margem para comportamento oportunista por parte dos agentes envolvidos nas transações. Tais características implicam em elevados custos de transação, favorecendo a integração vertical (JOSKOW, 1985; WILLIAMSON, 1985; WILLIAMSON, 1979).

Esses fatores em conjunto elevam os custos de transação e explicam a tendência que as *utilities* têm de se formarem a partir de monopólios verticalmente integrados. A forte presença de ativos específicos cria uma forte relação de dependência entre os diferentes elos da cadeia produtiva, em que os custos de transação são internalizados na forma de integração vertical. Mas o ganho de maturidade do setor elétrico, consubstanciado pelo crescimento da indústria, pelo aumento do número de agentes produtores e consumidores, pela intensa ramificação e aumento das interconexões das linhas de transmissão e pelas características de homogeneidade dos fluxos de eletricidade reduziram os custos de transação e permitiram a flexibilização da governança institucional do setor elétrico (COLOMER FERRARO, 2010). No entanto, esta flexibilização não é infinita. Algum grau de controle é preciso, pois mesmo com

a desverticalização, a indivisibilidade, os segmentos em monopólio natural e o caráter de serviço público se mantêm.

O financiamento nas fases de implantação e expansão da indústria de eletricidade é tradicionalmente um outro gargalo a ser solucionado. O governo era o principal, e em alguns países, a única fonte com disponibilidade de capital, suficiente e a baixo custo, para financiar a inserção e o crescimento da indústria de energia elétrica (CHAO; OREN; WILSON, 2008). Como consequência desse conjunto de fatores, muitos países, incluindo o Brasil, nacionalizaram a indústria de eletricidade, bem como muitas das atividades assentadas em infraestrutura de rede (*network utilities*), e o monopólio público se transformou no paradigma dominante (SILVA, 2007).

Na segunda metade do século XX, os pressupostos tecnológicos e econômicos que tinham sustentado o paradigma de monopólios verticalmente integrados, públicos ou privados, das indústrias prestadoras de serviço público, começaram a ser questionados. Entre 1970 e 1980, várias dessas indústrias, que também eram objeto de regulação de preço e entrada, passaram por processos, totais ou parciais, de desverticalização, liberalização e privatização (JOSKOW, 1988; SILVA, 2007). Os setores mais afetados foram os de gás, telecomunicações, água e posteriormente, de eletricidade.

Houve a separação jurídica e contábil dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia e a criação do segmento de comercialização. Nesse momento, a concorrência foi introduzida na geração e na comercialização para, dentre outras medidas, aumentar a eficiência dos investimentos, mas a transmissão e distribuição permaneceram como monopólios naturais (SIDDIQUI, 2002; JOSKOW, 1997): esperava-se reduzir o âmbito dos segmentos em monopólio natural e substituir, pelo menos em parte, a integração vertical por instrumentos de mercado (JOSKOW, 2000; WILSON, 2002).

Com isso, o setor foi organizado em quatro funções principais: (i) geração de energia, (ii) transmissão e operações do sistema, (iii) distribuição e serviço de varejo e (iv) comercialização e mercados atacadistas (CHAO; OREN; WILSON, 2008). A rede de transmissão ficou impedida de atuar como etapa intermediária do processo de comercialização de energia, passando a atuar como “carregadora” comum a todos os geradores e distribuidores de energia (WILSON, 2002).

Garantir aos agentes de geração o livre acesso às redes de transmissão, sem discriminação de preço, foi considerada uma inovação fundamental da reestruturação. Este

mecanismo regulatório permitiu a criação do segmento de comercialização, facilitou a entrada de agentes de geração, inclusive de pequena escala e neutralizou o poder de mercado que a transmissão poderia exercer entre a geração e a distribuição (WILSON, 2002; JOSKOW, 1997; POLLITT, 2008).

O surgimento do segmento de comercialização não existiria naturalmente em um contexto de monopólios verticalmente integrados entre geração-transmissão-distribuição na indústria de eletricidade, logo este segmento pode ser considerado uma consequência dos processos de desverticalização e liberalização da indústria. A desverticalização permitiu a constituição de firmas especializadas na comercialização de energia no mercado atacado, e posteriormente, no varejo, o que pode, no futuro, neutralizar a atuação da distribuição de energia<sup>14</sup>, a exemplo do que ocorreu com a transmissão.

O segmento de geração não é, como jamais foi, um *monopólio natural forte*, mesmo no caso de tecnologias que apresentam uma relação de elevados *sunk costs* e baixos custos marginais, como as hidrelétricas com reservatório. A escala mínima eficiente (EME) das unidades geradoras, mesmo as de grande porte, nunca foi considerada grande em relação ao tamanho do mercado. O crescimento e a maior ramificação do segmento de transmissão permitiram que vários geradores fornecessem eletricidade para uma mesma rede de transmissão, o que viabilizou a competição entre geradores (JOSKOW, 1997).

Todo esse processo de desverticalização permitiu que a energia fosse comercializada como uma *commodity*, assim como o carvão e o petróleo. Por outro lado, devido à sua natureza não estocável, o tratamento desse serviço tende a ser mais complexo, além disso, a indústria é uma *utility*, o que caracteriza o produto/serviço eletricidade como um **serviço público**, mesmo que tenha algumas características básicas de *commodity* – como ser um produto homogêneo.

### 2.1.2. Confiabilidade do sistema

Atualmente, os processos de compra e venda de energia elétrica são firmados em contratos, podendo ser de curto e longo prazos e contratos no mercado *spot*. Por outro lado, o despacho<sup>15</sup> pode ser descentralizado, quando os contratos determinam a geração de energia; ou

---

<sup>14</sup> Implantação de medidores inteligentes e o desenvolvimento das *smart grids* e da geração distribuída podem levar à neutralização da rede de distribuição.

<sup>15</sup> Despacho é o termo utilizado para designar geração (ou produção) de energia elétrica.

então, centralizado, quando os contratos de compra e venda servem como referência para liquidação contábil da energia gerada e consumida.

Independentemente do modelo de despacho de energia, os geradores podem produzir mais ou menos energia do que venderam e os consumidores podem demandar quantidades diferentes daquelas que foram contratadas por distribuidores e comercializadores, gerando desequilíbrio na rede. Nestas circunstâncias, o operador do sistema de transmissão é o agente responsável por manter o equilíbrio na rede em tempo real (JOSKOW, 1997). Em países com predominância de hidrelétricas, como o Brasil, o despacho de energia visa, em primeiro lugar, garantir a otimização do sistema e os contratos são empregados na liquidação de diferenças contratuais: neste caso, o operador coordena o despacho independentemente do que consta nos contratos.

Como a eletricidade não pode ser armazenada, a criação e gerenciamento de um mecanismo de reserva, ou *backup system*, é imprescindível<sup>16</sup>. Este tipo de mecanismo é constituído por fontes de eletricidade de despacho não estocástico<sup>17</sup> que entram em operação caso a fonte principal não consiga suprir a demanda de energia. Depois que o balanceamento da rede for realizado, vem a liquidação das diferenças contratuais, onde os montantes de energia estabelecidos em contrato para geração e consumo são confrontados com os montantes de energia que foram, efetivamente, gerados e consumidos. Um dos problemas relativos à energia de reserva é a ociosidade, pois este tipo de serviço deve ficar à disposição do operador do sistema para equilibrar as flutuações entre oferta e demanda. A liquidação das diferenças entre consumo e geração pode ocorrer de duas maneiras: (i) pela criação de um mecanismo gerenciado pelo operador, que puna o agente que gerou o desequilíbrio, com o objetivo de minimizar flutuações em relação aos contratos; (ii) ou pela criação de um mercado em tempo real, que vai gerar um preço de referência para a liquidação dessas diferenças, como ocorre nos sistemas liberalizados, que ainda assim, é monitorado pelo operador da rede (SIDDIQUI, 2002 CHAO; OREN; WILSON, 2008). O monitoramento da rede é imprescindível por conta da não estocabilidade dos fluxos de energia.

---

<sup>16</sup> Tem também os sistemas ancilares, como explica Siddiqui (2002)

<sup>17</sup> O despacho não estocástico, ou despacho planejado, pode ser realizado por termelétricas e hidrelétricas com reservatório. As fontes de despacho estocástico são consideradas fontes não despacháveis, pois não se tem controle sobre a disponibilidade do recurso que abastece a usina, o que ocorre em usinas eólicas, solares e hidrelétricas a fio d'água.

Mesmo que o foco da desregulamentação do setor elétrico tenha sido de garantir a independência entre os seus segmentos, manter a segurança, a confiabilidade e a integridade do sistema são igualmente críticos para a performance do mercado, e a energia de reserva, bem como a atuação do operador da rede, desempenham um papel proeminente neste caso. Esses serviços são recursos de geração que podem ser rapidamente despachados com o objetivo de contingenciar, em tempo real, desequilíbrios entre oferta e demanda, dando suporte e mantendo o equilíbrio do sistema de transmissão (SIDDIQUI, 2002; GLACHANT; SAGUAN, 2007).

## **2.2. O SETOR DE ENERGIA NO PERÍODO 1995-2018: UMA ANÁLISE DO MODELO INSTITUCIONAL**

A indústria de eletricidade brasileira é conhecida por duas características principais: (i) a forte presença de usinas hidrelétricas na composição do *mix* de geração e (ii) o Sistema Interligado Nacional (SIN), sistema de transmissão que atende pouco mais de 98% da demanda de energia elétrica do país. Contudo, a estrutura física observada atualmente é resultado de um empenho de longo prazo, tanto do ponto de vista da engenharia, responsável pela construção física e pela integração dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, quanto do ponto de vista político e regulatório, responsáveis por atuar no desenvolvimento da estrutura de governança, pois a princípio, a estrutura contratual deve(ria) acompanhar o desenvolvimento da estrutura física. É claro que este processo nem sempre foi harmonioso, no sentido de que os custos de transação nem sempre são minimizados pela forma contratual, ou seja, seguir o “Modelo Heurístico” de Williamson (1985; 1991) não é uma tarefa trivial. Isso ocorre pois a “*atmosphere*”<sup>18</sup>, que define o *ambiente*, inclusive o modelo contratual, no qual as transações estão inseridas, é composto por falhas de natureza humana (racionalidade limitada e oportunismo) e ambientais (transações em pequenos números e complexidade e incerteza), que dificultam a estruturação da governança institucional mais adequada para o setor.

No Brasil, as primeiras iniciativas de eletrificação tiveram um caráter local e privado; no entanto, o crescimento da demanda de energia e os problemas econômicos, sempre presentes, levaram a uma guinada rumo à estatização e os monopólios públicos verticalmente integrados se tornaram a regra, especialmente entre geração e transmissão. Esta estrutura de governança começou a mudar com o processo de reformas verificadas a partir dos anos 1990.

---

<sup>18</sup> Ver seção “1.2.1. Falhas Institucionais”, página 28 e “Figura 1 – Estrutura de Falhas Organizacionais”, página 29.

A indústria de eletricidade brasileira chegou ao século XXI com um sistema de transmissão altamente interligado e predominância de geração hidráulica, cuja consolidação se deu ainda nos anos 1930<sup>19</sup> (LEITE, 2014). Tal fato diferencia a evolução do setor elétrico no Brasil daquele verificado nos países de vanguarda industrial, onde predominava a termoeletricidade com base no carvão mineral. Essa diferença pode ser explicada por três fatores principais (LEITE, 2014; GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2011; GIAMBIAGI (org), 2004):

- i. As reservas de carvão, que estavam disponíveis para exploração, eram poucas e de baixa qualidade e por outro lado, havia incapacidade técnica para explorar reservas de outros combustíveis fósseis;
- ii. Havia o custo de importar combustíveis fósseis para alimentar a matriz energética de eletricidade, em grande medida, por consequência da inflação crônica e de fortes restrições cambiais; além disso, o Brasil já era dependente da importação de petróleo para abastecer a matriz energética de transporte;
- iii. Por último, havia uma especificidade geográfica, representada pelo relevo e hidrografia: o Brasil é um país de planaltos com uma rede fluvial composta por doze bacias hidrográficas, com relevo propício para a construção de usinas hidrelétricas com reservatório (D'ARAÚJO, 2009).

Assim, no decorrer do século XX, a indústria de energia brasileira acompanhou o lento processo de formação do Sistema Interligado Nacional, cuja construção foi marcada por dificuldades econômicas e restrições de ordem técnica. Houve uma série de fatores que levaram o Brasil a desenvolver um parque de geração de energia calcado na hidroeletricidade. Os custos de formar um sistema térmico, *vis-à-vis*, os custos de formar um sistema hidrelétrico, podem ser apontados como o principal fator para a condução dos investimentos. A análise dos custos leva em conta, dentre outros fatores, a relação entre CAPEX (os custos fixos e os *sunk investments*), relacionado ao o custo de construir a infraestrutura da rede de transmissão e as usinas; e o OPEX (custos operacionais e custos marginais), referente à operação das usinas e redes de transmissão. Os investimentos em hidrelétricas apresentam elevado CAPEX e baixo OPEX, já os investimentos em termelétricas apresentam a relação inversa, com baixo CAPEX

---

<sup>19</sup> Na década de 1930, a energia hidrelétrica representava mais de 80% da capacidade instalada no país, contando apenas a matriz de eletricidade (LEITE, 2014).

e elevado OPEX; além disso, são empreendimentos com vida útil menor que as hidrelétricas (GESEL, 2015).

O longo processo de formação da indústria de eletricidade no Brasil foi confrontado pela instabilidade político-econômica e permeado por fases de intenso crescimento econômico, que deram fôlego para a expansão dessa indústria. Com isso, se intensificaram o predomínio do investimento público e a centralização da política energética (GIAMBIAGI (org), 2004). Entre a construção dos primeiros empreendimentos, ainda no século XIX, e a decisão de formar um sistema único, que só ficou clara na década de 1960, uma série de indefinições em âmbito institucional persistiram: a definição do modelo econômico das empresas (privado, público ou misto), o modelo de tributação e a origem do financiamento. Construir um Sistema Interligado Nacional não foi, portanto, uma decisão planejada, e dependeu de marcos importantes como a fundação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, da Central Elétrica de Furnas em 1952, das Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobrás) em 1961 e a construção da usina hidrelétrica Binacional Itaipu, iniciada em 1975.

A inflação sempre presente e a dependência de importação de insumos e bens de capital contribuía com o quadro de instabilidade econômica. Em decorrência disso, a política industrial, inclusive no setor elétrico, foi usada com o propósito de controle da inflação e equilíbrio de variáveis macroeconômicas, especialmente pela via tarifária, prejudicando o retorno sobre os investimentos realizados no setor. A partir da segunda metade dos anos 1990, o setor elétrico passou por reformas profundas do modelo institucional, tema que será tratado na próxima seção.

No período que estende entre 1995 e 2018, o setor elétrico brasileiro experimentou um processo de intensas modificações do modelo institucional e regulatório, com reflexos sobre a composição dos ativos do segmento de geração. Essas modificações se iniciaram, mais objetivamente, com a promulgação da Constituição Federativa de 1988 (CF), passando pela reforma do período FHC ainda em 1998 e depois, pela reforma do governo Lula, em 2004. Neste período, o Brasil experimentou cenários econômico e político bastante turbulentos: houve o processo de redemocratização, a luta contra inflação<sup>20</sup>, a promulgação de uma nova

---

<sup>20</sup> Entre 1986 e 1994 foram implantados diversos planos econômicos na tentativa de sanar o problema da inflação, que em seu auge chegou a cerca de 81% ao mês, durante o plano Collor I. No total, foram seis planos principais: durante o governo Sarney, foram implantados os planos Cruzado (1986), Bresser (1987) e Verão (1989); no governo Collor foram implantados os planos Collor I (1990) e Collor II (1991); e no governo Itamar Franco, foi implantado o plano Real (1994) (GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2011).

constituição e dentre cinco presidentes eleitos, dois sofreram processos de impeachment. O setor elétrico foi particularmente afetado por toda inconstância político-econômica, pois as reformas do modelo institucional alteraram características como o modelo de comercialização e financiamento do setor e de participação de agentes públicos e privados. Além disso, por diversos momentos as tarifas de energia foram usadas com a finalidade de controlar a inflação e muitos governos estaduais, na tentativa de melhorar a situação fiscal, deixaram de pagar à União pela energia gerada.

### **2.2.1. A fase pré-reformas: a crise econômica, uma nova Constituição e o setor elétrico em segundo plano**

Durante o processo de redemocratização, a situação econômica e financeira do setor elétrico se agravou de tal forma, que preocupava todas as esferas do governo (LEITE, 2014). Em novembro de 1985, já no governo de José Sarney (1985-1990), foi elaborado o Plano de Recuperação Setorial, com participação do Ministério de Minas e Energia (MME)<sup>21</sup>, Secretaria de Planejamento, Ministério da Fazenda e Banco Mundial. Apesar da tentativa de estabilizar o setor elétrico, a inflação se acelerava de modo alarmante, e o controle de preços absorveu todos os recursos do governo. O Plano Cruzado, de março de 1986, decretou o congelamento dos preços e tarifas, mas estabeleceu um aumento de 20% nas tarifas de energia elétrica, porém, mesmo este aumento não surtiu o efeito esperado pelo governo, pois as tarifas de energia foram fixadas em um nível incapaz de assegurar a remuneração estabelecida para as concessionárias, limitando, portanto, sua capacidade de gerar recursos para investir em manutenção e ampliação de capacidade: o congelamento das tarifas levou a um agravamento da situação financeira do setor (GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2011).

Como resultado, a remuneração média real em 1986 foi reduzida a 4,2% do patrimônio, sendo que a meta era de 7% (LEITE, 2014). Em suma, ao controlar as tarifas de energia com o objetivo de controlar a inflação, o governo agravou os problemas financeiros das concessionárias, levando a um endividamento das empresas do setor elétrico e elevando seu passivo ao longo do tempo.

---

<sup>21</sup> Criado pela lei pela Lei n. 3.782/1960, no governo Juscelino Kubitschek (1956-1961), tinha o objetivo de organizar o setor de energia e incorporou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) e a Divisão de Águas do Ministério da Agricultura.



Com o intuito de superar o fracasso do Plano de Recuperação Setorial e promover um diagnóstico para o setor elétrico, o governo instituiu o programa Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE – 1987-1989), com participação da Eletrobras e das concessionárias. O programa tinha o objetivo de rever a estrutura organizacional do setor de energia e elaborar um diagnóstico com recomendações técnicas para solucionar problemas existentes. Apesar desta tentativa, houve desentendimentos quanto as propostas do programa, evidenciando antagonismos entre a Eletrobras e as concessionárias dos estados mais fortes da região Sudeste; mesmo assim, as propostas do grupo influenciaram as reformas da década de 1990 (LEITE, 2014; GOMES; ABARCA; FARIA; FERNANDES, 2002).

Ao longo dos anos 1980 entraram em operação mais de 20 mil MW de capacidade instalada no país. Esses projetos tiveram início na metade dos anos 1970, como projetos vinculados ao II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), com os atrasos na conclusão das obras implicando na elevada injeção de capacidade instalada somente em meados dos anos 1980, grande parte desses empreendimentos financiados pelo sistema Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). As principais usinas hidrelétricas inauguradas no período foram: Paulo Afonso IV (1979); Itumbiara (1980); Foz do Areia (1980); Salto Santiago (1980); Tucuruí (1984); Itaipu (1984); e Itaparica (1988) (GOMES; ABARCA; FARIA; FERNANDES, 2002).

Outro marco do período foi a promulgação da Constituição da República Federativa do Brasil, em 05 de outubro de 1988, que reafirmou o papel centralizador da União no comando da política energética e do aproveitamento de recursos hidrelétricos e minerais. No tocante à política energética, a constituição engessa os investimentos do setor elétrico, ao mesmo tempo que deixa vago o nível de responsabilidade do setor público em relação ao investimento e andamento da execução dos contratos de concessão para construção e prestação dos serviços nas áreas de geração, transmissão e distribuição, sem embargo, a constituição impõe uma série de responsabilidades ao investidor.

As crises do petróleo, somadas à crise interna em conjunto com a fase de maturação da CF, reduziram a contratação de serviços de geração e transmissão de energia a partir dos anos 1980. No caso da CF, vários artigos que versam sobre a concessão de serviço públicos, a questão ambiental e de demarcação das terras indígenas, tinham impactos profundos sobre a expansão do setor elétrico, especialmente a geração, e careciam de regulamentação, o que veio a ocorrer, de maneira parcial, apenas na segunda metade dos anos 1990. As reduções dos investimentos, concomitantemente ao crescimento do consumo de energia elétrica, levaram o

Grupo de Coordenação da Operação Interligada (GCOI) a deplecionar<sup>22</sup> os reservatórios das usinas hidrelétricas acima do nível ótimo operacional. Isso só não resultou em crise de abastecimento, porque houve um ciclo hidrológico muito favorável na primeira metade dos anos 1990 (GOMES; ABARCA; FARIA; FERNANDES, 2002), o que não se repetiu ao final da mesma década. Contudo, esse cenário de redução de investimentos e aumento de consumo persistiu nos anos seguintes, colaborando decisivamente para a crise de energia de 2001.

Em 1993, a Eletrobrás concluiu um novo plano nacional de energia elétrica, conhecido como **Plano 2015**, devido ao marco adotado como horizonte do estudo. O plano considerou a hidreletricidade como principal alternativa de expansão do sistema elétrico brasileiro, apontando, porém, a necessidade de um programa termelétrico de grande porte a partir de 2005, se restrições de ordem ambiental inviabilizassem os empreendimentos hidrelétricos da Região Norte. O plano também destacou várias opções de intercâmbios energéticos com países vizinhos e a possibilidade de importação de fontes primárias para geração de energia, como o gás natural boliviano.

Quando as discussões sobre a preservação do meio ambiente se intensificaram, o setor elétrico foi apontado como atividade econômica especialmente nociva ao meio ambiente, inclusive as hidrelétricas com reservatório. Com isso, a tradição de usos múltiplos da água dos reservatórios (geração de energia, irrigação, regularização da vazão dos rios etc.), foi posta de lado, pelo menos no Brasil, que passou a condenar a construção de grandes aproveitamentos hidrelétricos (LEITE, 2014). Como resultado, houve um recrudescimento das regras para aprovação de usinas hidrelétricas com reservatório, que se justifica por quatro motivos principais: (i) a necessidade de deslocamento da população e de atividades econômicas rurais; (ii) os danos à flora e à fauna, especialmente em áreas onde se encontram reservas biológicas de valor; (iii) as modificações que se processam na água dos próprios reservatório em função da vegetação remanescente submersa; e (iv) alteração do regime dos rios a jusante da barragem (LEITE, 2014).

Apesar disso, a inundação de terras agricultáveis cobre apenas uma pequeníssima fração do território brasileiro, o que não compromete as atividades do setor primário. O deslocamento das populações ribeirinhas (proprietárias e não proprietárias de terra) se mostra

---

<sup>22</sup> “No contexto do setor elétrico o sentido do termo é de esvaziamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (contrário de enchimento). Ainda que o vocábulo não seja dicionarizado já possui uso consagrado na terminologia técnica do setor elétrico” (GOMES; ABARCA; FARIA; FERNANDES, 2002).

mais problemático, sobretudo pelas ações compensatórias implementadas ou determinadas pelo poder público, que são consideradas insuficientes e ineficazes em garantir a qualidade de vida das populações diretamente afetadas pelo enchimento dos reservatórios (DERROSSO; ICHIKAWA, 2014; JERONYMO; BERMANN; GUY-GERRA, 2012). Ou seja, uma política de compensação para populações mais afetadas pela necessidade de deslocamento, poderia atenuar os problemas oriundos da formação de reservatórios.

No Brasil, a questão ambiental entrou para a agenda do governo federal ainda no início dos anos 1970: na época, a legislação ambiental brasileira foi considerada abrangente e pouco efetiva. Mais tarde, em 1989, foi criado o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama), órgão vinculado ao governo federal, que, dentre outras atribuições, atua sobre a aprovação de projetos de construção de usinas de geração e linhas de transmissão, que ficaram sujeitos à apresentação de Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

A questão das terras indígenas é tratada com maior ênfase pelo Art. 231 da CF, em que

o aproveitamento dos recursos hídricos, incluídos os potenciais energéticos, a pesquisa e a lavra das riquezas minerais em terras indígenas só podem ser efetivados com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas, ficando-lhes assegurada participação nos resultados da lavra, na forma da lei (BRASIL, 1988).

Além disso, as terras indígenas são consideradas inalienáveis e indisponíveis, e os direitos sobre elas, imprescritíveis. Trinta anos se passaram desde a promulgação da Constituição Federativa de 1988 e a demarcação das terras indígenas ainda não foi realizada, o que gera uma indefinição quanto ao plano de expansão da capacidade de geração hidrelétrica, especialmente na região Norte.

No governo Fernando Collor (1990-1992), o Plano Collor I tinha o objetivo principal de controlar a inflação e garantir a abertura comercial. Já o Plano Collor II tinha como elemento central o processo de ajuste fiscal e patrimonial do setor público, especialmente pelo lançamento do Plano Nacional de Desestatização (PND)<sup>23</sup> (GIAMBIAGI (org), 2004; GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2011).

Ao longo de toda a década de 1990, a privatização das estatais foi considerada uma ação prioritária, tendo como finalidade a redução da presença do Estado na economia. Havia,

---

<sup>23</sup>O PND foi instituído pela Lei n. 8.031/1990, sendo vetada pelo Senado Federal e revogada pela Lei n. 9.491/1997, que assume seu lugar ao dar nova redação ao plano.

no entanto, uma série de obstáculos, legais e econômico-financeiros (GIAMBIAGI (org), 2004, p. 146):

- i. Muitas empresas públicas estavam em má situação financeira e precisavam ser saneadas para que existisse interesse em sua aquisição;
- ii. Existia grande dificuldade em avaliar os ativos de diversas estatais, em decorrência dos anos de alta inflação;
- iii. Havia resistência da opinião pública e o governo perdia credibilidade;
- iv. Alguns setores como jazidas minerais e o setor elétrico não poderiam, pela Constituição de 1988, ser vendidos para estrangeiros; e
- v. Operações mais complexas exigiam ganhos de experiência em privatizações, os quais o Brasil não dispunha na época.

Diante de um quadro de estagnação dos investimentos e necessidade de expansão da capacidade instalada, as reformas mais profundas do setor elétrico têm suas raízes ainda na primeira metade dos anos 1990, com a promulgação da Lei n. 8.631/1993 (Lei Eliseu Resende). Esta Lei estabeleceu mudanças como o fim da equalização tarifária, passando as geradoras a e distribuidoras a fixar suas tarifas em função do custo de serviço. A Lei decretou, ainda, a extinção da Conta de Resultados a Compensar (CRC) e da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração.

A CRC era usada para equilibrar a remuneração legal dos investimentos realizados pelos concessionários de serviço público de energia elétrica, que deveria oscilar entre 10% e 12% ao ano. As diferenças em relação a esse patamar deveriam ser registradas na CRC para liquidação de déficits ou superávits. Contudo, a conta era deficitária, pois os governos federal e estadual usavam as tarifas de energia como política de controle da inflação. O regime de remuneração garantida foi extinto, assim como qualquer inadimplência do setor; este acerto consumiu US\$ 20 bilhões em recursos, assumidos pelo Tesouro (AGUIAR FILHO, 2007). Com isso, as empresas foram incluídas no PND e a tarifa média de fornecimento das distribuidoras foi reajustada de 37,6 R\$/MWh para 60,0 R\$/MWh. Esse conjunto de medidas permitiu a retomada da política de realismo tarifário das concessionárias.

Atendendo aos artigos 153 e 155 da CF 1988, sobre cobrança de impostos, foram instituídas três mudanças principais: (i) extinção do imposto único; (ii) aumento de 6% para 40% da alíquota do Imposto de Renda (IR) para as concessionárias; e (iii) cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), por parte dos estados. Essas medidas

fizeram com que a renda que poderia ser reinvestida pelas concessionárias fosse apropriada pela União, através do IR, e pelos estados, por meio do ICMS (ESPOSITO, 2012; BRASIL, 1988).

Outras duas medidas foram importantes para a modernização do setor. Uma delas foi a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL) (Decreto n. 1.009/1993), com o objetivo de assegurar livre acesso às linhas de transmissão, pode ser considerado um embrião do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)<sup>24</sup>. Essa medida foi um passo importante para viabilizar a competição no segmento de geração de energia, constituindo mais um passo para o processo de desverticalização do mercado de energia no Brasil. A segunda medida foi a criação da figura do autoprodutor de energia (Decreto n. 915/1993 e Decreto n. 2003/1996), e garantia de acesso às linhas de transmissão. Por meio desse decreto, as empresas poderiam se consorciar para a geração de energia para consumo próprio, e em caso de produção excedente, vende-lo às concessionárias.

A segunda metade dos anos 1990 chegava com a urgência de resolver os entraves para o investimento na expansão da capacidade instalada e avançar com as reformas do modelo institucional que já estavam em curso

### **2.2.2. Privatização, Desverticalização e uma Reforma Interrompida**

Ao assumir a presidência em 01 de janeiro de 1995, Fernando Henrique Cardoso (FHC) estava ciente de que o controle da inflação crônica e a consolidação do Plano Real seriam os principais objetivos do governo (GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2011). Além disso, havia a necessidade de regulamentar partes importantes da CF, e dar continuidade ao programa de desestatização iniciado no governo Collor, o que consumiria muita energia do governo. É importante observar que, desde o fim da ditadura militar, todos os planos de estabilização da economia haviam falhado, e a política voltada para o setor elétrico foi uma decorrência deste objetivo principal. No período FHC, o setor elétrico sofreu uma rápida e profunda mudança, caracterizada por privatizações e tentativa de desverticalização, em uma mudança institucional julgada consistente com as reformas realizadas a partir da segunda metade da década de 1980 em países como Inglaterra e Argentina (GOLDENBERG; PRADO, 2003). É importante observar que, nesses países, a matriz de geração é termelétrica, cujo despacho de energia é não estocástico, ao passo que o Brasil apresentava, e ainda apresenta, um

---

<sup>24</sup> O Operador Nacional do Sistema Elétrico foi regulamentado pelo Decreto n. 2.655/1998, tinha dentre outras atribuições, coordenação e operação da rede de transmissão e realizar o despacho centralizado.

sistema de energia desenvolvido com vistas a aproveitar o potencial hidroenergético espalhado pelas bacias hidrográficas do país. Até o início das reformas deste período, o papel do Estado no comando do setor elétrico podia ser caracterizado pela regulamentação das operações do monopólio estatal e pelo planejamento da expansão e encaminhamento de política do setor elétrico (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

A reforma pretendia redefinir por completo esse modelo de atuação do Estado. A tentativa de importar o modelo britânico, desenvolvido para um parque gerador termelétrico, descasava com predominância de hidrelétricas e com o nível de maturidade da rede de transmissão do setor elétrico brasileiro na época<sup>25</sup>. Na segunda metade dos anos 1990, o SIN ainda estava dividido em dois subsistemas regionais e carecia de novas linhas de transmissão que pudessem promover uma integração em nível regional; além disso, a oferta de energia estava no limite, sendo o período marcado por um risco iminente de crise de abastecimento, que de fato ocorreu em 2001.

Dando continuidade à agenda de reformas do setor elétrico, a Lei Geral de Concessões (Lei n. 8.987/1995) foi projetada para ser uma expressão prática e efetiva do Art. 175 da CF de 1988. A Lei Geral de Concessões foi complementada pela Lei n. 9.074/1995, que instituiu o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e criou o Produtor Independente de Energia Elétrica<sup>26</sup> (PIE) e o consumidor livre, determinando ainda que as tarifas deveriam ser definidas com base na estrutura de custo de cada segmento. Em seu texto original, a Lei Geral de Concessões estabeleceu princípios gerais para a prestação de serviços públicos sob o regime de concessão, entre os quais a obrigatoriedade da licitação para a outorga da concessão, e também priorizou a contratação de empresas nacionais. A lei declarou a extinção das concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988 e daquelas que tinham sido outorgadas anteriormente com obras e serviços não iniciados. Dois meses depois, o governo decretou a extinção de 33 concessões de aproveitamentos de potenciais hidráulicos com capacidade de 19 mil MW (FGV, 2018).

De maneira complementar aos artigos 175 e 176, o artigo 44 dos “Ato das disposições constitucionais transitórias” da CF determinava que as empresas brasileiras titulares de

---

<sup>25</sup> Ver seção 3.3.1. REFORMAS DO MODELO INSTITUCIONAL E ESTRUTURA DE GOVERNANÇA.

<sup>26</sup> O PIE é a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio com 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. A definição é dada pelo Decreto n. 2.003/96 e pela Lei n. 9.074/1995 (TOLMASQUIM, 2015).

autorização de pesquisa, concessão de lavra e de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, deveriam cumprir o artigo 176 em até quatro anos. Esta determinação cancelou várias concessões para aproveitamento hidrelétrico, situação que foi agravada pela promulgação do Decreto s/n. de 15 de fevereiro de 1991, em que a renovação das concessões, permissões e autorizações para exploração de serviços de energia elétrica e de transporte aquático e ferroviário não foram renovadas, prejudicando a expansão de nova capacidade instalada (LEITE, 2014).

O artigo 4 da Lei n. 9.074/1995 proíbe que empresas do serviço público de distribuição de energia elétrica, que atuem no Sistema Interligado Nacional, desenvolvam atividades de geração e transmissão de energia elétrica e determina as condições para comercialização de energia com consumidores livres (artigos 16 e 17).

Em seguida, o governo procedeu com a reforma em âmbito regulatório, com a promulgação da Lei n. 9.427/1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico. Na sequência, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (Lei n. 9.478/1997), vinculado à presidência da república e presidido pelo MME; também foi reformulado o Plano Nacional de Desestatização (PND), pela Lei n. 9.491/1997, que substituiu a Lei n. 8.031/1990, visando ao aperfeiçoamento do programa de estímulo às privatizações (ELETROBRAS, 2016). Com isso, abriu-se caminho para a realização de uma série de privatizações no setor elétrico, iniciadas em 1996 e intensificadas nos anos seguintes.

Em 1996, o governo contratou a consultoria internacional Coopers & Lybrand para formular uma nova estrutura para o setor elétrico, que contemplasse as idiossincrasias do caso brasileiro. Por ser considerado um caso *sui generis*, as especificidades do setor elétrico demandariam soluções especiais, não utilizadas em outros países. O relatório da consultoria ficou pronto em 1997. Em linhas gerais, propunha (GOLDENBERG; PRADO, 2003):

- i. Desverticalizar o setor elétrico brasileiro, separando os segmentos em geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ii. Privatizar, transferindo para o setor privado a responsabilidade de investimento e fornecer recurso para o erário público;
- iii. Promover a competição na geração e na comercialização, propiciando estímulos à eficiência e redução de preços;
- iv. Garantir o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, permitindo efetivamente a competição na geração e na comercialização.

Contudo, para introduzir o novo modelo, que começaria por meio de privatizações, era preciso resolver três questões: (i) o sistema centralizado de despacho; (ii) a divisão das tarifas de geração e transmissão; e (iii) as diferenças entre os custos da energia de novos empreendimentos e energia de empreendimentos já amortizados. Assim, o desafio da Coopers & Lybrand foi criar um modelo descentralizado e funcional, que fosse efetivo, mesmo que alguns participantes do setor não levassem a cabo suas privatizações (ESPOSITO, 2012).

Em sistemas de eletricidade com predominância de usinas hidrelétricas, o despacho centralizado serve para otimizar a exploração de recursos hídricos. Desmembrar o despacho centralizado poderia aumentar custos, agravar o aproveitamento da energia de hidrelétricas em cascata (no curso de um mesmo rio) e resultar em falta de energia. No Brasil, dada a extensão dos rios, é comum encontrar várias usinas alocadas em um mesmo rio, de modo que o despacho centralizado funciona para maximizar a capacidade de geração do conjunto de usinas. Um modelo de mercado, que permita o despacho descentralizado, pode fazer com que as usinas a montante prejudiquem as usinas a jusante, resultando em prejuízos para o conjunto, com redução da quantidade de energia produzida (D'ARAÚJO, 2009). No período, a capacidade instalada de geração hidráulica era de cerca de 89%, e de 10% em termelétricas (ANEEL, 2018a), havendo muito pouca variedade de tipos de unidades geradoras.

As recomendações da Coopers & Lybrand começaram a ser implantadas por meio da Lei n. 9.648/1998, que criou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável por absorver as atividades atribuídas ao GCOI<sup>27</sup>; o Mercado Atacadista de Energia (MAE); e separou as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O MAE deveria funcionar como o foro de fixação de um preço de referência para energia e comercialização de energia.

Para resolver o problema da energia nova, a Coopers & Lybrand apresentou a ideia dos Contratos Iniciais. Estes seriam contratos mandatórios assinados entre distribuidoras e geradores, como parte da introdução do novo modelo. O objetivo era fazer com que as empresas antigas assinassem contratos com preços baixos e as empresas novas conseguissem amortizar os investimentos. As empresas em integração vertical deveriam adquirir pelo menos 50% da energia demandada pelo próprio sistema de distribuição através do MAE. Os excedentes do sistema de geração poderiam ser vendidos por contratos bilaterais no MAE.

---

<sup>27</sup> Instituído pela Lei de Itaipu (Lei n. 5.899/1973).



No caso de novos e velhos empreendimentos, a competição entre eles é muito discrepante, sobretudo pela presença de *sunk investments* não amortizados da energia nova, especialmente quando esta for oriunda de energias renováveis, como hidrelétrica, eólica e solar, por apresentarem elevados *sunk costs* e baixos custos marginais. Na energia velha, os custos de capital já foram amortizados e o preço pode ser mais competitivo. A separação dos leilões de empreendimentos novos e já amortizados foi mantida nas reformas seguintes.

A falta de caixa dos governos estaduais constituiu um ímpeto adicional para o PND em nível estadual, com a privatização de 16 distribuidoras e duas hidrelétricas até setembro de 1998. Em alguns estados as empresas foram federalizadas e passaram a ser controladas pela Eletrobras, como parte do ajuste fiscal. A privatização das distribuidoras foi considerada um passo crucial para viabilizar os projetos dos produtores independentes, pois a inadimplência dos estados em relação à energia elétrica adquirida da Eletrobras era um problema crônico, que a reforma do sistema de comercialização pretendia sanar.

O BNDES atuou como órgão gestor do PND, prestou assessoria e adiantou financiamentos para os estados através do Programa de Estimulo às Privatizações Estaduais. Os financiamentos chegaram a 50% do preço mínimo das empresas a serem privatizadas. Diversas empresas, nacionais e estrangeiras, recorreram às linhas de financiamento do BNDES para aquisição de concessionárias de energia elétrica, em que o total dos empréstimos somou R\$ 7 bilhões, segundo relatório do Tribunal de Contas da União (TCU) divulgado em maio de 2004 (FGV, 2018).

Ainda em 1996, o BNDES e a Eletrobras iniciaram uma parceria voltada para a recuperação de várias concessionárias estaduais, com o objetivo de acelerar as privatizações. Com isso, o banco assumiu um papel cada vez mais importante como agente provedor de recursos para o financiamento do setor, e a Eletrobras ficou encarregada de contribuir para a expansão do sistema elétrico nacional, com participação minoritária em empreendimentos e/ou constituindo um comprador de última instância através de contratos de aquisição de energia (FGV, 2018).

Segundo levantamento realizado pelo BNDES, os programas de privatização das empresas de energia elétrica geraram uma receita de US\$ 22,2 bilhões e a transferência de dívidas no valor de US\$ 7,5 bilhões. Adicionando a venda de participações minoritárias, o resultado das privatizações no setor atingiu o montante de US\$ 31,9 bilhões. Foram vendidas 20 empresas distribuidoras e quatro geradoras, sem contar a transferência de um terço do controle acionário da Cemig para um consórcio liderado por companhias norte-americanas.

Em 1997, os agentes do setor elétrico tinham ciência da grande possibilidade de ocorrer uma crise de abastecimento de energia, mas o governo não conseguiu se articular. Houve falha de coordenação, pois a Eletrobras deixou de ser um agente de planejamento. O governo não conseguiu implantar um ambiente regulatório adequado e nem um mercado livre confiável, mas paralisou as atividades de coordenação da Eletrobras (GOLDENBERG; PRADO, 2003). No mesmo período, as variações do câmbio encareceram o uso do gás natural nas térmicas e a crise econômica na Rússia e Ásia levaram à redução no ritmo das privatizações de grandes geradores e à redução dos investimentos no setor (GOLDENBERG; PRADO, 2003). Assim, a redução de investimentos, o ritmo lento das privatizações e a ineficiência do MAE em prover um ambiente adequado para a comercialização de energia levaram à crise de abastecimento de 2001.

Ao final dos anos 1990, a indústria de energia do Brasil apresentava as já citadas especificidades que a diferenciavam “de todos os outros grandes sistemas nacionais” (LEITE, 2014, p. 296), especialmente dos países industrializados, de onde vinham, à época, as ideias de desverticalização e desregulamentação do setor elétrico: o setor de eletricidade desses países era essencialmente termelétrico, e o aproveitamento hidrelétrico estava em nível secundário, quando não era muito pequeno. Para implementar qualquer reforma do modelo institucional, Leite (2014) aponta quatro dessas características principais, que deveriam ter tido maior influência na definição de um novo modelo institucional:

- i. Na época, o sistema nacional contava com 90% de capacidade hidráulica instalada e 95% da geração era proveniente dessas usinas. Além disso, o sistema de transmissão foi desenhado com o objetivo de promover integração em nível nacional, respeitando o posicionamento das hidrelétricas e dos grandes centros de consumo de energia. Algo muito diferente dos sistemas de base térmica, empregados na maioria dos países industrializados;
- ii. Como consequência da extensão territorial, da formação das bacias hidrográficas e do relevo em território nacional, foi possível construir usinas com reservatório em sequência no curso de um mesmo rio, o que demandava despacho coordenado para otimizar o aproveitamento em toda a cadeia de geradores;
- iii. O país, ao final do período militar e na primeira década da redemocratização, pretendia alcançar um crescimento econômico em ritmo intenso, equivalente

ao que teve em períodos anteriores, demandando aumento da capacidade instalada e crescimento da rede de transmissão;

- iv. A construção de usinas hidrelétricas demanda muito mais tempo para conclusão (acima de cinco anos), em comparação com as usinas térmicas (três anos ou menos).

Nos sistemas hidráulicos, a operação está vinculada ao afluxo dos reservatórios das usinas que, por sua vez, dependem da meteorologia, com ciclos anuais e plurianuais. Assim, o processo de otimização a longo prazo dos recursos hídricos requer confronto entre valores presentes e futuros, em particular quanto à água acumulada nos reservatórios. As usinas térmicas e hidráulicas têm papel complementar para garantir o melhor uso dos recursos hídricos e a redução dos riscos em períodos de hidrologias adversas. Para que as usinas térmicas possam exercer integralmente sua missão complementar, são necessárias unidades operacionais flexíveis, o que restringe a escolha de projetos<sup>28</sup>.

Em novembro de 1999, os principais reservatórios situados na região Sudeste/Centro-Oeste estavam com 19,7% da capacidade, os da Nordeste estavam com 15,9% e os do Norte, com 24%. Apenas os do Sul conservavam um nível aceitável de 66,2%. O ano 2000 terminou com os reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste com 30% da sua capacidade, menos da metade dos 67% registrados em igual data de 1997. O ano 2001 começou com a estação chuvosa apresentando baixos índices pluviométricos. Some-se a isso o fato de que havia insuficiência da capacidade das linhas de transmissão na direção Sul-Sudeste, o que limitava o socorro térmico das usinas a carvão (LEITE, 2014).

O modelo de comercialização proposto pela reforma de 1998 recomendava abundância de oferta para atender ao mercado competitivo, contudo, essa diretriz contrastava com a falta dos investimentos que deveriam ter sido realizados já na segunda metade dos anos 1980 e no início dos anos 1990. Além disso, havia a questão do esgotamento do modelo de expansão de hidrelétricas a longo prazo<sup>29</sup>. Em âmbito institucional, a reforma começou de maneira

---

<sup>28</sup>As usinas nucleares, por serem térmicas inflexíveis, possuem pouca importância no processo de otimização dos recursos hidráulicos, apesar de sua relevância na base do sistema (LEITE, 2014).

<sup>29</sup> Embora ainda exista a possibilidade de expansão das hidrelétricas com reservatório no Brasil, a oferta deste recurso é limitada. Assim, já se sabe de antemão, que haverá crescimento contínuo da demanda, em contraste com um recurso limitado, o que exigirá, no longo prazo, a exploração de fontes alternativas às hidrelétricas, que também possam despachar na base (Nata da autora).

fragmentada, pois elementos importantes, como a desverticalização das grandes geradoras e sua subdivisão para fomentar o mercado competitivo não ocorreram.

Na tentativa de contingenciar a crise, o MME lançou em fevereiro de 2000 o Programa Prioritário de Termelétricas, instituído por meio do Decreto n. 3.371/2000, que visava à implantação emergencial de usinas termelétricas, dando prioridade aos projetos a gás (BRASIL, 2000). Esse programa esbarrou em vários obstáculos, como a dificuldade para aquisição das turbinas no mercado internacional, saturado de encomendas, e a dificuldade de entendimento entre MME, ANEEL, Petrobras e Ministério da Fazenda, com relação ao preço e ao repasse aos consumidores finais dos adicionais com a importação de gás e equipamentos (LEITE, 2014). Com isso, ocorreram vários atrasos nas datas previstas para entrada em operação das termelétricas a gás. A expansão do sistema de transmissão não recebeu a atenção necessária, em grande medida, por cauda da dificuldade de coordenação entre os diversos órgãos do governo federal com ingerência sobre o setor elétrico.

Por fim, como consequência da hidrologia desfavorável em anos anteriores e da falta de investimentos na expansão da capacidade instalada e da rede de transmissão, as medidas emergenciais se mostraram insuficientes para conter a crise de abastecimento. O racionamento poderia ter sido evitado caso as obras identificadas nos planos decenais da Eletrobrás tivessem sido executadas e as obras programadas não estivessem atrasadas. Problemas de comunicação para alinhamento de tarefas entre MME, ANEEL e ONS, associados à má gestão governamental nas iniciativas para amenizar a crise, também podem ser apontados como pivôs da crise (FGV, 2018). No período, houve um grande esforço, inclusive financeiro, com aporte do BNDES e do Tesouro Nacional, para viabilizar reformas importantes do modelo institucional brasileiro, mas que não resultou em efeito prático de expansão do sistema elétrico

Com isso, em maio de 2001 foi definido o Programa Emergencial de Redução de Consumo, que entrou em vigor em junho, com duração prevista até fevereiro de 2002. Este foi o marco inicial do racionamento de energia elétrica no Brasil, que determinava cortes diferenciados conforme os grupos de consumidores, com o objetivo central da redução da carga (LEITE, 2014).

### **2.2.3. Uma Nova Reforma: Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**

Com a crise de abastecimento de 2001, o governo brasileiro lançou um pacote de medidas intitulado Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, doravante Novo

Modelo, criado em 2004, por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004 (ONS, 2015). O Novo Modelo entrou em vigor com três objetivos principais: garantir a segurança no abastecimento, introduzir a modicidade tarifária e promover a universalização dos serviços de energia. Com isso, a União retomou o planejamento da expansão de longo prazo do setor, a Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do PND e algumas empresas de transmissão foram autorizadas a retomar atividades de geração<sup>30</sup> (BRASIL, 2004a).

A principal mudança ocorreu no sistema de comercialização de energia elétrica, em que o governo Lula deu um passo atrás na questão da liberalização do mercado. Essa diferença fica nítida nas transformações ocorridas no segmento de comercialização de energia, onde o MAE (Mercado Atacadista de Energia) deu lugar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)<sup>31</sup>. Contrastando com a reforma do período FHC, acreditava-se na eficácia da ação do Estado como agente de controle e planejamento da expansão do setor elétrico, onde o planejamento de longo prazo, como prerrogativa da União, asseguraria o suprimento de energia elétrica (LEITE, 2014).

Para dar sequência à reforma de 2004, foram adotadas quatro medidas principais: (i) criação de dois ambientes de contratação de energia, alterando-se o modelo de contratação por parte das distribuidoras; (ii) retomada do planejamento do setor por parte do Estado; (iii) implantação de programas de universalização; e (iv) reorganização das instituições do setor (MME, 2003).

Antes da implantação do Novo Modelo, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), por meio da Lei n. 10.438/2002. Essas duas medidas tinham o objetivo de incentivar a implantação de energias renováveis, no primeiro caso, e no segundo, a criação de subsídios para diversas

---

<sup>30</sup> Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV.

§ 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.

§ 2º Fica a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL autorizada 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 (BRASIL, 2004b)

<sup>31</sup> Mudança que será melhor explicada na seção 2.3. A EVOLUÇÃO DAS INSTITUIÇÕES NO PERÍODO 1995-2018.

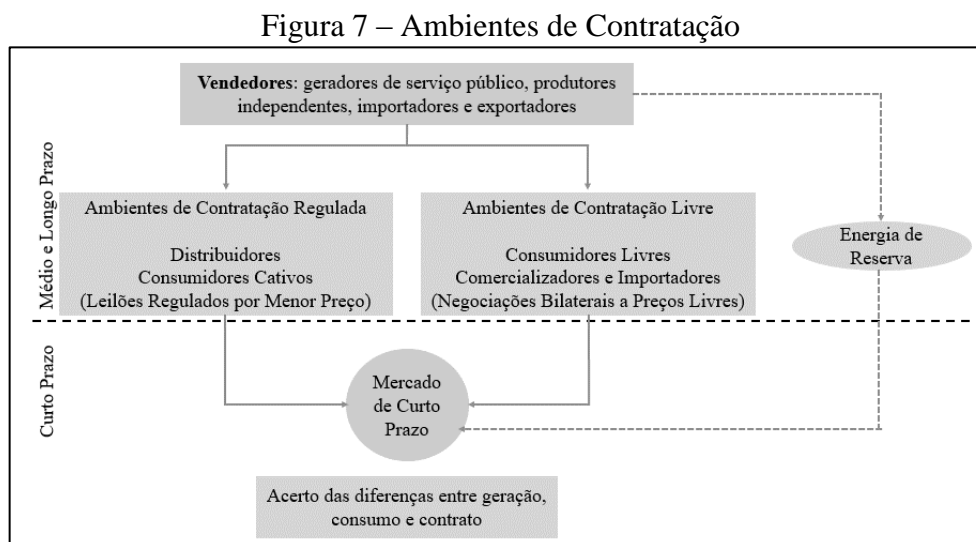
políticas públicas. O Proinfa, coordenado pelo MME e gerenciado pela Eletrobras, foi criado com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica no Brasil, privilegiando empreendedores que não tivessem vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição. A energia proveniente dos empreendimentos ligados ao programa seria contratada pela Eletrobras e paga por todos os consumidores finais (livres e cativos) do SIN. O valor de custeio do Proinfa é dividido em cotas mensais, cujo cálculo está baseado no Plano Anual do Proinfa (PAP) elaborado pela Eletrobras e encaminhado para a ANEEL (ANEEL, 2017a). Atualmente, as energias renováveis são contratadas através dos Leilões de Fontes Alternativas, instituídos em 2007, em contratos que variam de 10 a 30 anos. O objetivo é atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira (CCEE, 2018a).

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada para constituir um fundo setorial, com o objetivo de custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, como a universalização do serviço de energia elétrica no Brasil; a concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural, irrigante, o serviço público de água, esgoto e saneamento, a geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); subsidiar a geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; etc. Os recursos da CDE são arrecadados principalmente das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público – UBP, das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União (CCEE, 2016).

Voltando à questão da comercialização, entre os anos 1990 e o período atual, o segmento de comercialização de energia elétrica sofreu grandes transformações. Neste período, o mercado de energia deixou de ser um monopólio estatal, onde a competição era inexistente, e passou a contar com competição na geração e na comercialização: os consumidores passaram de exclusivamente cativos, para um ambiente no qual também convivem consumidores livres.

Em termos formais, o sistema de comercialização de energia elétrica no Brasil foi segmentado em quatro partes: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR); (ii) o Ambiente

de Contratação Livre (ACL); (iii) o Mercado de Curto Prazo (MCP); e (iv) a Energia de Reserva. A Figura 7 mostra o esquema simplificado dos ambientes de contratação do atual modelo de comercialização brasileiro:



Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2015).

Os “vendedores de energia” são representados pelos agentes de geração, importadores e exportadores. No ACR, a energia é comercializada através de leilões entre os geradores e as distribuidoras. No ACL, são firmados contratos bilaterais com consumidores livres, comercializadores e importadores. A Energia de Reserva entra como um mecanismo segurança de abastecimento de energia, sendo acionado sempre que houver risco de não atendimento da carga. O MCP é um ambiente no qual ocorre a liquidação contábil da energia despachada com a finalidade de promover o equilíbrio do sistema em tempo real. As próximas seções trarão um detalhamento mais aprofundado de cada ambiente.

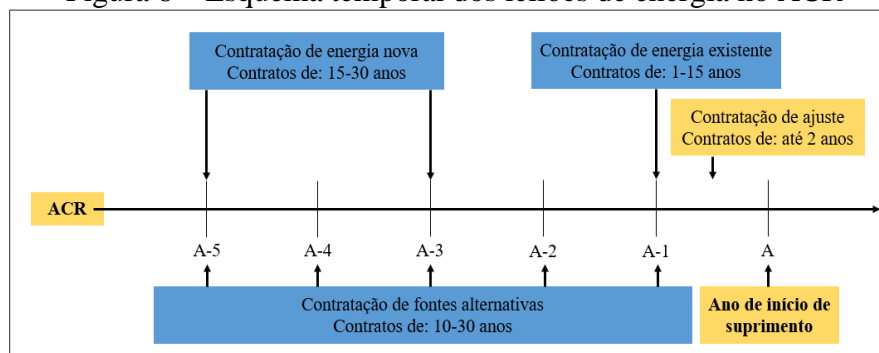
No setor elétrico brasileiro, o despacho independe dos contratos firmados, uma vez que é determinado, de forma centralizada, pelo ONS, e independe dos contratos firmados. Dessa forma, os contratos registrados na CCEE não implicam compromisso de entrega física por parte dos vendedores, uma vez que a energia pode ser entregue por outro agente da própria CCEE. Apesar disso, a responsabilidade contratual e financeira pela entrega da energia continua sendo do agente especificado no contrato. Os distribuidores de energia ficam proibidos de comercializar energia com consumidores livres, para os quais podem exercer a função de provedores de rede, cobrando valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Nas próximas seções serão apresentados os ambientes de comercialização de energia elétrica, destacando as principais características.

### 2.2.3.1. Ambiente de Contratação Regulada

Toda energia contratada no ACR se origina de leilões públicos realizados pela CCEE. A ANEEL fixa o preço teto em R\$/MWh no edital de licitação, cujo critério é a contratação pelo menor preço. A contratação obedece a uma sequência temporal, que permite aos distribuidores gerenciarem as previsões de evolução da demanda futura. Basicamente, existem quatro modalidades de leilão de energia: energia nova, energia existente, contratação de fontes alternativas e contratação de ajuste, como mostra a Figura 8:

Figura 8 – Esquema temporal dos leilões de energia no ACR



Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2015).

O ano A representa o início de operação das usinas. Os contratos de energia nova devem ocorrer nos períodos A-5 e A-3 (cinco e três anos antes da entrega de energia), os leilões ocorrendo com base nas declarações de necessidade das distribuidoras, e os contratos durando entre 15 e 30 anos (atualmente, alguns leilões podem ocorrer com prazo A-6 (ANEEL, 2018b)). Os leilões de energia existente ocorrem no ano A-1 (um ano antes da entrega de energia) e servem para repor os contratos com geradores de energia que vencerão no ano A, podendo durar de 1 a 15 anos. Como os contratos de compra de energia refletem previsões de demanda feitas pela distribuidora com cinco anos de antecedência, no período A-1, as distribuidoras podem comprar ou vender energia de ajuste, com a finalidade de ajustar as previsões à realidade de consumo de suas áreas de concessão, os contratos de ajuste podem durar até dois anos. Já os contratos de fontes alternativas podem ocorrer a qualquer momento, entre os períodos A-5 e A-1, os contratos duram entre dez e 30 anos. Observa-se que o processo descrito trata de leilões de compra de energia, e não da licitação da obra, especialmente aqueles relativos aos empreendimentos que não foram construídos (energia nova e alguns casos de fontes



alternativas). Como recurso adicional, o distribuidor pode adquirir energia de geração distribuída<sup>32</sup> em sua área de concessão, para cobrir déficits contratuais remanescentes. A aquisição está limitada a 10% da carga do agente.

Ao final dos leilões, são celebrados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) entre os agentes vendedores vitoriosos e os distribuidores que participaram dos leilões (contratos bilaterais). Esses contratos são vinculados aos Leilões de Energia Nova e/ou de Energia Existente; além disso, são especificados por meio de editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes (CCEE, 2018a). Os CCEAR são, em sua maior parte, contratos de longo prazo.

Para participar dos leilões no ACR, os agentes geradores são classificados em dois tipos principais: (i) energia existente; e (ii) energia nova<sup>33</sup>. Empreendimentos novos necessitam amortizar os investimentos da construção da usina, o que não ocorre com os empreendimentos já existentes, cujos investimentos já foram amortizados, restando apenas os custos de operação e manutenção da usina. Como o critério de escolha é o menor preço, colocar ambas modalidades em um mesmo leilão desestimularia a expansão do setor, pois as usinas novas não teriam condições de concorrer, em preço, com as usinas existentes.

Por último, a contratação de Energia de Reserva tem por objetivo aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, por meio do acréscimo de garantia física ao sistema de transmissão (BRASIL, 2008). É uma energia contratada para complementar aquela contratada nos leilões de energia nova (A-3 e A-5), sendo proveniente de usinas especialmente contratadas com esse fim e não agrega lastro comercial aos agentes de produção ou consumo. Mesmo tendo sido criada para atender ao ACR, os agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração

---

<sup>32</sup> A Geração Distribuída é a geração de energia elétrica de pequeno porte e ligada diretamente à rede de distribuição, pode vir de qualquer fonte e é não despachada pelo ONS. Embora exista uma variedade de definições para geração distribuída na literatura técnica, no caso brasileiro utiliza-se uma definição normativa para a modalidade. O Decreto n. 5.163/2004 define como Geração Distribuída toda energia produzida a partir de PCH's, geração termelétrica e cogeração, com eficiência não inferior a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independente da sua localização (TOLMASQUIM, 2015).

<sup>33</sup> Um empreendimento existente se diferencia de um empreendimento novo, quando detém outorga, concessão, permissão ou autorização na data de início do processo de licitação pública. Assim, um empreendimento é considerado novo quando não possui concessão, permissão ou autorização na data de início do processo licitatório para expansão e comercialização de energia.

com perfil de consumo (que são as renováveis intermitentes, como eólica e solar) e agentes de exportação participantes da CCEE, também podem ser usuários da energia de reserva.

Os prazos estabelecidos para cada modalidade de leilão levam em conta o tempo médio de construção dos empreendimentos de geração e as incertezas na projeção da demanda. No entanto, existe um descasamento entre os contratos celebrados nos leilões e as licitações das obras de novos empreendimentos, pois a obtenção das licenças ambientais é uma condição para o início e conclusão das obras de expansão do segmento de geração. A legislação ambiental<sup>34</sup> determina que todo o processo para obtenção das licenças ambientais deve durar entre 6 e 12 meses, o que ocorre depois que o empreendedor realizar os estudos de impactos ambientais e solicitar os requerimentos das licenças. Cada projeto precisa adquirir três licenças, que são a Licença Prévia, a Licença de Instalação e a Licença de Operação (HOLLANDA et al., 2015). Apesar do prazo máximo estabelecido pela legislação, a obtenção da Licença de Operação apresenta um atraso médio de 78 meses, assim, as empresas que enfrentam atrasos no licenciamento são obrigadas a rever seus cronogramas de execução e de entrada em operação, o que afeta a financiabilidade e aumenta os custos da execução dos projetos (BANCO MUNDIAL, 2008). A legislação ambiental brasileira é considerada avançada, porém, ainda persistem questões de ordem prática a serem resolvidas para que sua execução seja mais eficiente. Uma delas é a relação ineficiente entre o Ministério do Meio Ambiente e o IBAMA, a falta de atenção à norma jurídica que leva ao surgimento de novas exigências entre a obtenção da Licença Prévia e da Licença Operacional, prejudicando todo o cronograma dos empreendimentos de geração (HOLLANDA et al., 2015).

### **2.2.3.2. Ambiente de Contratação Livre**

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) agrega geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores, exportadores de energia e os consumidores livres e especiais, que têm liberdade de negociar a compra e venda de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. Nesse ambiente, os contratos são bilaterais e livremente negociados entre os agentes.

Os consumidores livres podem ter acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, remunerando-os por meio de contratos de conexão e uso desses sistemas, ao custo das tarifas

---

<sup>34</sup>Resolução nº 237 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

de uso das redes de transmissão e distribuição. Esses consumidores também podem ser atendidos no ACR ou no ACL. Uma vez estando no ACL, os consumidores livres podem fazer um pedido de retorno ao ACR, respeitando uma antecedência mínima de cinco anos, para que o distribuidor possa se preparar para a carga adicional.

Geradores e consumidores livres celebram contratos bilaterais, comprometendo-se a entregar e retirar, respectivamente, energia em um determinado ponto, e assumindo as perdas técnicas de energia. O ONS garante a oferta e o equilíbrio da rede. Se houver algum desequilíbrio de entre oferta e demanda em relação aos contratos bilaterais firmados, essas diferenças serão liquidadas pela CCEE, no MCP. Os contratos protegem os agentes do MCP, que pode ter preços punitivos para os agentes que ficaram descontratados, mesmo que momentaneamente (ABRACEEL, 2018).

### **2.2.3.3. Mercado de Curto Prazo**

O Mercado de Curto Prazo (MCP) foi desenvolvido para funcionar como um ambiente de liquidação de diferenças contratuais, e não como um mercado. As diferenças contratuais são variações entre oferta e demanda de energia em relação aos contratos firmados entre as partes. No caso brasileiro, podem ser resultado de falhas de previsão da demanda de energia, por falhas na geração ou por decisões do ONS, que ao percorrer o objetivo de otimizar o uso da água dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN, pode despachar energia de geradores diferentes daqueles estabelecidos em contrato.

Neste processo, primeiro é realizado o equilíbrio entre oferta e demanda e o ajuste financeiro ocorre uma vez por mês. Em função da predominância de hidrelétricas no parque gerador brasileiro, o ONS planeja o despacho de energia com a finalidade de otimizar o uso presente e futuro da água. Para tanto, recorre a modelos matemáticos para calcular o Custo Marginal de Operação (CMO), que é o custo por unidade de energia produzida para atender a uma unidade adicional de carga no sistema, e é calculado para cada subsistema (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). O valor do CMO é muito volátil, pois leva em conta as condições hidrológicas do SIN, a demanda de energia, o preço dos combustíveis das termelétricas, o custo do déficit de energia, a disponibilidade presente e a entrada de novos projetos de geração e transmissão. Na série apresentada pelo ONS, calculada de janeiro de 2005 a dezembro de 2018, o CMO varia de zero, quando toda a carga é atendida pelas hidrelétricas, chegando a R\$ 2.158,57 (R\$/MWh), em fevereiro de 2015.

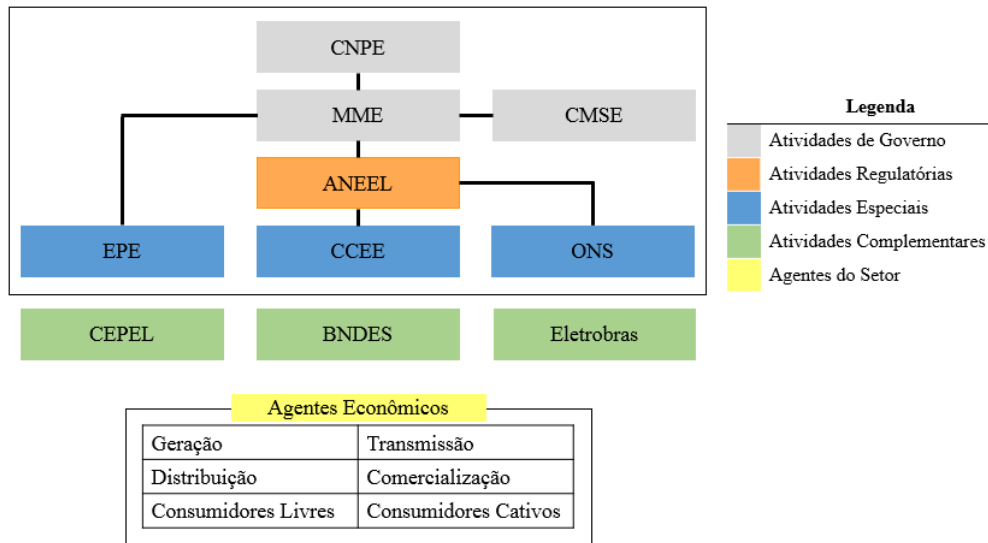
O CMO é um valor de referência para calcular o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), usado para a liquidação de diferenças contratuais no MCP. A diferença é que o PLD é balizado por um valor máximo e mínimo, com a finalidade de minimizar a volatilidade do CMO (CCEE, 2018b). Com isso, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período um determinado período, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. A geração eólica e solar fotovoltaica não pode ser determinada pelo ONS e tem preferência de despacho, sempre que houver disponibilidade do recurso. O despacho das hidrelétricas representa o menor custo no presente, pois o custo marginal dessas usinas é muito baixo, especialmente quando comparado ao despacho das termelétricas. Dessa forma, todo desequilíbrio entre oferta e demanda será liquidado ao PLD, que reflete principalmente o impacto da hidrologia na composição da oferta, fazendo do PLD um peço muito volátil (CASTRO et al., 2014).

A contabilização e liquidação financeira dos montantes realizados no MCP são atribuição da CCEE, que realiza a liquidação em base mensal e marca a data de quitação dos débitos e créditos apurados. Um agente em posição credora recebe seu crédito de todos os devedores do mercado e não de um agente devedor específico. Em contrapartida, um agente devedor efetua o pagamento a todos os credores e não especificamente a um ou outro agente credor (CCEE, 2018c).

### **2.3. A EVOLUÇÃO DAS INSTITUIÇÕES NO PERÍODO 1995-2018**

De maneira formal, a literatura, ao apresentar o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, se atem a três atividades em particular: as atividades de governo, as atividades regulatórias e as atividades especiais. No entanto, neste trabalho optou-se por acrescentar outras instituições que também desempenham um papel importante na indústria de eletricidade. Assim, as instituições foram organizadas em seis grupos principais, de acordo com a atuação de cada uma, também procurou-se analisar o reflexo das reformas do modelo institucional ocorridas a partir da segunda metade da década de 1990 e em 2004. A Figura 9 apresenta o esquema dos agentes que compõem o modelo institucional do setor elétrico no Brasil:

Figura 9 – Agentes Institucionais do Setor Elétrico



Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); Ministério de Minas e Energia (MME); Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS)

Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2015). Elaboração própria.

Cada grupo de instituições possui um papel determinado no setor elétrico:

- i. Atividades de Governo (cinza), desempenhadas pelo CNPE, MME e CMSE. Estão diretamente ligadas ao poder executivo federal, representando o poder concedente; o planejamento estratégico, especialmente voltado para o crescimento da capacidade de geração; e o monitoramento da segurança de abastecimento;
- ii. Atividades Regulatórias (laranja), realizadas pela ANEEL. Atua em nível federal, sendo responsável pela definição do marco legal e regulatório;
- iii. Atividades Especiais (azul), reúnem EPE, CCEE e ONS. Instituições responsáveis pelo planejamento, comercialização e operação do sistema;
- iv. Atividades Complementares (verde), representadas pelo CEPEL, BNDES e Eletrobras. Apresentam um vínculo importante, inclusive histórico, com o setor. Atuam nas áreas de pesquisa, financiamento e gestão dos ativos de geração;

- v. Atividades Econômicas (amarelo), realizadas pelos agentes de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercializadores, Consumidores Livres e Consumidores Cativos<sup>35</sup>; e

A partir dessa descrição geral do modelo institucional, serão apresentados as características e o papel das principais instituições do setor elétrico brasileiro.

O **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** foi instituído em 1997 pela Lei n. 9.478. É o órgão de assessoramento do Presidente da República, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, que atua na formulação de políticas nacionais e definição de diretrizes técnico-econômicas de energia. Desde a sua criação, o CNPE acumula as funções de planejamento da política energética, com ingerência sobre a inserção e aproveitamento de energias renováveis, termonuclear, hidrelétricas, prospecção e uso de petróleo e gás natural. Tem a função de garantir a universalização do acesso à energia elétrica e estabelecer as diretrizes de importação e exportação de energia. Também atua no planejamento da expansão, função que também é exercida pela EPE, indicando empreendimentos prioritários de caráter estratégico para ter prioridade de licitação e implantação, além de incentivar o incremento dos índices de conteúdo local nos empreendimentos do setor de energia (BRASIL, 1997).

O **Ministério de Minas e Energia (MME)** atua como o poder concedente. Foi criado em 1960, pela Lei n. 3.782; antes disso, os assuntos de minas e energia eram da competência do Ministério da Agricultura. Atualmente, é o órgão responsável por formular, planejar e implementar as ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional. São competências deste ministério as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. Estão vinculadas a ele as secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético; de Energia Elétrica; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral. O MME tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobras, que são de economia mista. A Eletrobrás, por sua vez, controla, as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobrás

---

<sup>35</sup> No Brasil, os consumidores podem ser cativos, quando são obrigados a comprar energia, exclusivamente, da concessionária de distribuição específica de sua região. Os consumidores livres podem escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

Termonuclear S.A. (Eletronuclear). Entre as autarquias vinculadas ao Ministério estão as agências nacionais de Energia Elétrica (Aneel) e do Petróleo (ANP) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (MME, 2018).

O **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico** (CMSE) foi criado pela Lei n. 10.848/2004 e é coordenado pelo MME. Sua função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (MME, 2018), monitoramento também é realizado pelo ONS. O CMSE é composto, de forma permanente, por representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional

A **Agência Nacional de Energia Elétrica** (ANEEL) é a autoridade regulatória do setor elétrico brasileiro. Trata-se de uma autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, com finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Foi criada por meio da Lei n. 9.427/1996 e do Decreto n. 2.335/1997, quando assumiu as funções do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), criado ainda na década de 1960. O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (2004) reafirmou a responsabilidade da ANEEL pelas funções de mediação, regulação e fiscalização do setor. Com o início de suas atividades, tinha como atribuições principais: (i) regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; (ii) fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; (iii) implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; (iv) estabelecer tarifas; (v) dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e (vi) promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal (ANEEL, 2017b).

A **Empresa de Pesquisa Energética** (EPE), criada pela Lei n. 10.847/2004, é uma entidade pública vinculada ao MME, encarregada de elaborar os estudos de planejamento integrado de recursos energéticos e planos de expansão do setor de energia elétrica. Também é responsável pela promoção dos estudos de potencial energético e de viabilidade de novas usinas, incluindo a obtenção de licença prévia para os aproveitamentos hidrelétricos (FGV, 2018). A EPE tem a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a

subsidiar o planejamento do setor energético (MME, 2018). Sua atuação está subordinada à definição de políticas e diretrizes no âmbito do CNPE e do MME, e se articula com a ANEEL, Agência Nacional do Petróleo, Agência Nacional das Águas, ONS e CCEE. A partir de sua atuação, materializam-se os estudos e as pesquisas que irão efetivamente orientar o desenvolvimento do setor energético brasileiro.

**A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** foi estruturada como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN. Foi criada pela Lei n. 10.848/ 2004, durante a reforma realizada no governo Lula, com o objetivo de suceder a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

O MAE foi criado como uma peça estratégica na reforma setorial realizada no governo FHC. Foi instituído pela Lei n. 9.648/1998, com a função de intermediar e registrar todas as transações de compra e venda de energia nos sistemas interligados. No entanto, a transição do modelo estatal para o modelo de mercado se mostrou mais complexa do que previam seus idealizadores, passaram-se quase dois anos entre a criação do MAE e a conclusão das regras de operação, o que veio a ocorrer apenas em fevereiro de 2000 (FGV, 2018). Mesmo com a definição das regras, a liquidação das operações de compra e venda de energia não era obedecida pelas empresas do setor, o que paralisava as operações do mercado *spot* e abalava a credibilidade do MAE<sup>36</sup>. As dificuldades de implementação do novo modelo foram agravadas pela mudança do cenário econômico, em que a crise cambial brasileira de janeiro de 1999 teve um forte impacto negativo no setor de energia elétrica, desencorajando investimentos privados e elevando os custos das empresas com alto nível de endividamento externo (FGV, 2018).

Atualmente, a CCEE atua como instituição responsável por oferecer o arcabouço regulatório, operacional e técnico que viabiliza as operações de compra e venda no SIN, administrando todos os contratos de energia elétrica, sua contabilização e liquidação. A entidade reúne empresas de geração de serviço público (SP), produtores independentes (PEI), autoprodutores (APE), distribuidoras de energia, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, consumidores livres e consumidores especiais de todo o país.

---

<sup>36</sup> Um exemplo disso foi episódio envolvendo Furnas, que se negou a reconhecer uma dívida de R\$ 578 milhões, contraída com várias concessionárias por conta da energia tomada para compensar o atraso da entrada em operação da usina Angra 2 (FGV, 2018).



A CCEE tem como atribuições (i) medir e manter os dados da energia gerada e efetivamente consumida; (ii) contabilizar e liquidar as diferenças contratuais entre compra e venda de energia; (iii) calcular e divulgar o Preço de Liquidação de Diferenças, utilizado no acerto do descasamento de contratos e para valorar as operações de compra e venda de energia no mercado livre; (iv) implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; (v) fazer a gestão dos contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); (vi) promover os leilões de compra e venda no ACR e os leilões de Energia de Reserva, sob delegação da ANEEL; e (vii) apurar infrações cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades.

A Lei n. 9.648/1998 instituiu o **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** como organismo sucessor dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI) nas atividades de coordenação e controle da operação das instalações dos sistemas interligados. O ONS é uma associação civil de direito privado, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, de forma centralizada em ambos os casos, sob fiscalização e regulação da ANEEL. Tem a finalidade de garantir a entrega física da energia especificada nos contratos bilaterais ou no mercado à vista. Em caso de racionamento, cabe ao ONS definir, unilateralmente, a distribuição para todos os geradores, obrigando as empresas a compartilharem o ônus proporcional a seus contratos.

O **Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)** foi criado em 1952, com a finalidade de atuar como agente financiador na implantação da indústria de base e a modernização da infraestrutura do país, com participação especial na expansão da indústria de energia elétrica nacional (FGV, 2018). Em diversos momentos, desde a sua criação, o BNDES revezou com a Eletrobrás o papel de gestor financeiro das empresas do setor elétrico, no entanto, atualmente, o banco atua como provedor de recursos de longo prazo para o financiamento do setor, a Eletrobras fica encarregada de contribuir, mesmo com participação minoritária em certos projetos, com a expansão do sistema elétrico nacional.

Durante as reformas de 1998 e 2004, o BNDES teve participação bastante ativa no setor. Na primeira reforma, atuou na avaliação, na modelagem e no financiamento das privatizações realizadas pelo Plano Nacional de Desestatização, estabelecendo em parceria com a Eletrobras um programa de recuperação financeira de várias concessionárias estaduais, com o objetivo de acelerar os processos de privatização. Durante a crise de 2001, o BNDES teve o papel de abrir linhas de financiamento para compensar as perdas das empresas do setor.

Atualmente, o banco ainda atua no financiamento de projetos na área de geração, transmissão e distribuição de energia.

A **Centrais Elétricas Brasileiras S.A.** (Eletrobras) foi criada pela Lei n. 3.890-A/1961. Desde o início, a empresa assumiu as características de *holding*, controlando subsidiárias estratégicas em nível nacional, o que condicionou seu papel na construção de grandes usinas geradoras e linhas de transmissão, dando à intervenção do governo federal no setor uma dimensão nacional. O crescimento do grupo Eletrobrás foi acompanhado do contínuo aperfeiçoamento das atividades de planejamento, o que corroborou para o desenvolvimento do SIN e aproveitamento dos recursos hidroenergéticos do país.

No “vai e vem” das reformas dos governos FHC e Lula, num primeiro momento a Eletrobras teve seu papel no planejamento e integração diminuído, quando seus ativos foram desmembrados e preparados para a privatização. Posteriormente, na reforma de 2004, a Eletrobras e suas controladas foram retiradas do Plano Nacional de Desestatização. O Novo Modelo reafirmou as funções da Eletrobrás como *holding* das concessionárias federais e agente comercializador de energia da Itaipu Binacional e das fontes alternativas de energia do Proinfa (FGV, 2018). Atualmente, com a aproximação de uma nova reforma do modelo institucional, está cada vez mais certo que as subsidiárias da Eletrobras serão privatizadas e o papel da *holding* será, novamente, diminuído.

O **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)**, foi fundado em 1974, com o apoio da Eletrobras. Tinha a finalidade de promover pesquisas voltadas para o desenvolvimento de equipamentos, sistemas elétricos e computacionais voltados para o setor. Atualmente, constitui uma infraestrutura de pesquisa aplicada em sistemas e equipamentos elétricos, visando à concepção e ao fornecimento de soluções tecnológicas para a indústria de energia elétrica do Brasil. O CEPEL desenvolve metodologias e modelos computacionais<sup>37</sup> para otimização da área energética, que orientam a operação do sistema eletroenergético brasileiro, considerando suas características<sup>38</sup> e o planejamento de sua expansão. Esta cadeia de metodologias e programas computacionais, constituem os modelos oficiais utilizados pelo MME, ANEEL, EPE, ONS, CCEE, Eletrobras e por concessionárias de energia elétrica, além de outros agentes setoriais (CEPEL, 2018).

---

<sup>37</sup> Como o NEWAVE, DECOMP e DESSEM usados no planejamento do despacho de energia elétrica pelo ONS.

<sup>38</sup> Dentre elas, a extensão do SIN e a composição do mix de geração, com predominância de hidrelétricas e a recente inserção de renováveis intermitentes (eólica e solar).

Os modelos computacionais fazem previsão e geram cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, e de ventos e geração eólica; modelos para estudos de prevenção de cheias; modelos de previsão de mercado de longo e curto prazos; e modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração e transmissão de energia. O CEPEL ainda avalia os equipamentos elétricos, de transmissão e geração, englobando o desenvolvimento de projetos teóricos e experimentais de médio e longo prazo, a prestação de serviços tecnológicos e treinamento de equipes técnicas.

Na categoria **Agentes Econômicos** estão reunidos os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização para explorar atividades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia e os consumidores livres e cativos de energia elétrica. Esses agentes são o cerne indústria de energia elétrica, razão pela qual existem todas as demais instituições.

Os **Agentes de Geração** incluem os titulares de concessão, permissão ou autorização para prestar de serviços de geração de energia. Pelo Novo Modelo, os geradores de energia estão proibidos de atuar nas atividades de distribuição. Atualmente, existem três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia (TOLMASQUIM, 2015):

- i. **Regime de serviço público (SP)**: aplicado às concessões, mediante licitação, e aos demais atos de outorga do Poder Concedente;
- ii. **Regime de autoprodução (APE)**: criado pelo Decreto n. 915/1993 e pelo Decreto n. 2003/1996, é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia destinada ao uso exclusivo;
- iii. **Produção independente de energia (PIE)**: criado pela Lei n. 9.074/1995 (Art. 11 e 12, pode comercializar sua potência com consumidores livres, concessionários ou permissionários de energia e consumidores que não tenham o fornecimento de energia assegurado. Está sujeito às normas de comercialização livre ou regulada, por sua conta e risco.

Dependendo do impacto que venham a causar na rede elétrica, a operação de autoprodutores (APE) e produtores independentes (PIE) pode ser integrada, quando obedecem às instruções do ONS (despacho centralizado), ou não integrada, quando não causam impactos na rede elétrica e o despacho é descentralizado.

Os geradores, especialmente de serviço público (SP) e os de modalidade integrada, não detêm autonomia para despachar a geração. O ONS determina o despacho de cada gerador,

considerando fatores como risco hidrológico, capacidade da rede de transmissão, disponibilidade e custo dos combustíveis das térmicas e o custo geral do sistema. Dessa forma, o gerador ficará à disposição do ONS, independentemente dos contratos assinados e as diferenças entre a entrega física e o ‘entrega contratual’ são liquidadas na CCEE.

Os **Agentes de Transmissão** formam a rede de transmissão, responsável por levar energia do produtor à central de distribuição. A reforma dos anos 1990, ao iniciar o processo de desverticalização do setor elétrico, garantiu o livre acesso ao sistema de transmissão para todos os agentes do setor elétrico no Brasil, determinação mantida no Novo Modelo<sup>39</sup>.

O pagamento pelo uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), conforme Resolução Normativa/ANEEL n. 559/2013. As tarifas são reajustadas anualmente no mesmo período em que ocorrem os reajustes da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão. O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecada no ciclo (ANEEL, 2017b). Por meio de delegação do MME, o processo de licitação, para a outorga de concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil, está sob responsabilidade da ANEEL.

Os **Agentes de Distribuição** são responsáveis pela energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição. A rede de distribuição pode ser do tipo aérea (suportada por postes), ou subterrânea (com linhas de transmissão sob o solo, dentro de dutos subterrâneos) (ABRADEE, 2018). As concessionárias de distribuição atendem ao mercado cativo, que corresponde aos consumidores finais de sua área de concessão. Pelas regras do Novo Modelo, apenas os consumidores industriais de grande porte podem optar por comprar energia diretamente no ambiente de contratação livre, enquanto os consumidores menores, em particular os residenciais, são obrigados a adquirir energia das concessionárias de distribuição. As distribuidoras devem firmar contratos de concessão de serviço público com a ANEEL, além de contratar (comprar) toda energia necessária para atender ao mercado cativo por meio de leilões.

---

<sup>39</sup> Contudo, a Lei n. 10.848/2004, em seu Art. 31, ao permitir que a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrosul) também atuasse na atividade de geração, pode ter aberto precedente para permanência da integração vertical entre os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica

No Brasil, a tarifa é estabelecida a partir do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, regime que foi estabelecido pela Lei n. 8.631/1993 (BRASIL, 1993), com a finalidade de cobrir custos operacionais e remunerar os investimentos para expansão da capacidade.

A figura dos **Agentes de Comercialização de Energia** surgiu na década de 1990, quando foi criada a figura dos consumidores livres de energia e os direitos de propriedade da transmissão foram alterados. Os comercializadores desempenham o papel de intermediários entre geradores e consumidores livres. A atuação desses agentes ganha importância com a proibição de que empresas de distribuição comercializem energia elétrica com consumidores livres.

Os **Agentes de Consumo**, segundo a legislação setorial, reúnem todos os usuários de energia elétrica, sem distinção da escala de consumo. Nesse caso, os consumidores são classificados de acordo com o ambiente de contratação de energia ao qual pertencem, inscritos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou optantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL). As classes de consumo são divididas em cinco grupos principais, sendo que cada grupo pode apresentar subclassificações, conforme a Resolução Normativa ANEEL n. 414/201. Estão especificadas como (i) residencial, (ii) industrial, (iii) comercial, (iv) rural e (v) poder público. Dentro de cada subclasse, os consumidores podem ser agrupados de acordo com o nível de consumo de energia (ANEEL, 2016 [01]):

- i. **Consumidores livres:** são aqueles que exerceram a opção de comprar energia na modalidade de tarifação livre (ACL) e cumprindo os requisitos dos artigos 15 e 16 da Lei n. 9.074/1995, ou seja, cuja carga (demanda) seja igual ou superior a 3.000 kW, em qualquer tensão;
- ii. **Consumidores potencialmente livres:** aqueles que, apesar de satisfazer os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei n. 9.074/1995, são atendidos no mercado regulado (ACR);
- iii. **Consumidores especiais:** são consumidores, ou conjunto de consumidores reunidos, com carga (demanda) de 500 kW ou superior. Esses consumidores podem optar pelo ACL quando a energia contratada for proveniente de fontes incentivadas especiais solar, eólica e biomassa até 30 MW, e hidrelétrica até 5 MW (BRASIL, 1996);
- iv. **Consumidores cativos:** são atendidos sob condições reguladas e não podem participar do mercado livre. Este tipo de consumidor só tem permissão para

comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante.

Dentro da hierarquia do modelo institucional do setor elétrico nacional, existe uma sobreposição de funções nos níveis superiores. Em conjunto, o CNPE, MME e CMSE estão vinculados à presidência da república, onde o MME atua como poder concedente. No entanto, o CNPE atua como agente de planejamento estratégico da expansão da geração e apesar de ser presidido pelo ministro de minas e energia, se situa em um nível hierárquico superior ao MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento da segurança do suprimento de energia, entretanto, a EPE e o ONS já desempenham tal função. A EPE realiza os estudos que amparam o planejamento de curto e longo prazos e o ONS faz o monitoramento visando à segurança no abastecimento e ao custo da operação. Nesse caso, a atuação do CNPE e do CMSE é redundante e pode entrar em conflito com as instituições que estão em um nível hierárquico inferior. A EPE está vinculada ao MME, e abastece o ministério com informações que subsidiam a tomada de decisões de longo prazo, o CEPEL, que pertence à Eletrobras, não consta formalmente como membro do Modelo Institucional atual, mas atua no desenvolvimento de softwares de otimização do despacho de energia e de equipamentos elétrico. Dado seu caráter estratégico, especialmente no caso dos softwares, o CEPEL poderia estar vinculado ao MME e subordinado ao EPE, aproveitando sinergias entre as duas instituições.

O BNDES é a principal fonte de financiamento do setor elétrico, e tem sido assim há muito tempo. O problema da falha de mercado no crédito de longo prazo implica em reduzir a diversidade de fontes de financiamento na captação de recursos para investimento em infraestrutura, o que pode limitar os investimentos no setor. Ao longo do processo de construção da indústria de energia no Brasil, a dificuldade de obtenção de crédito foi apontada como uma das razões para a criação de estatais de geração (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2018).

### **CAPÍTULO 3 - GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

O Capítulo 03 foi dividido em quatro partes. A primeira apresenta o estado da arte no segmento de geração de energia elétrica e também discute a tendência à redução da participação das hidrelétricas na matriz energética nacional. Em seguida, discute o papel do operador do sistema no gerenciamento do despacho centralizado em uma indústria de energia, com predominância de usinas hidrelétricas com reservatório e inserção de fontes não despacháveis. A terceira parte realiza uma discussão sobre o grau de especificidade dos ativos de geração, bem como do sistema de transmissão. O capítulo é finalizado com uma análise sobre a relação entre a governança institucional do setor elétrico e as reformas do modelo institucional nos anos 1995 e 2018, mostrando a eficiência da governança institucional não depende apenas do arcabouço legal e regulatório.

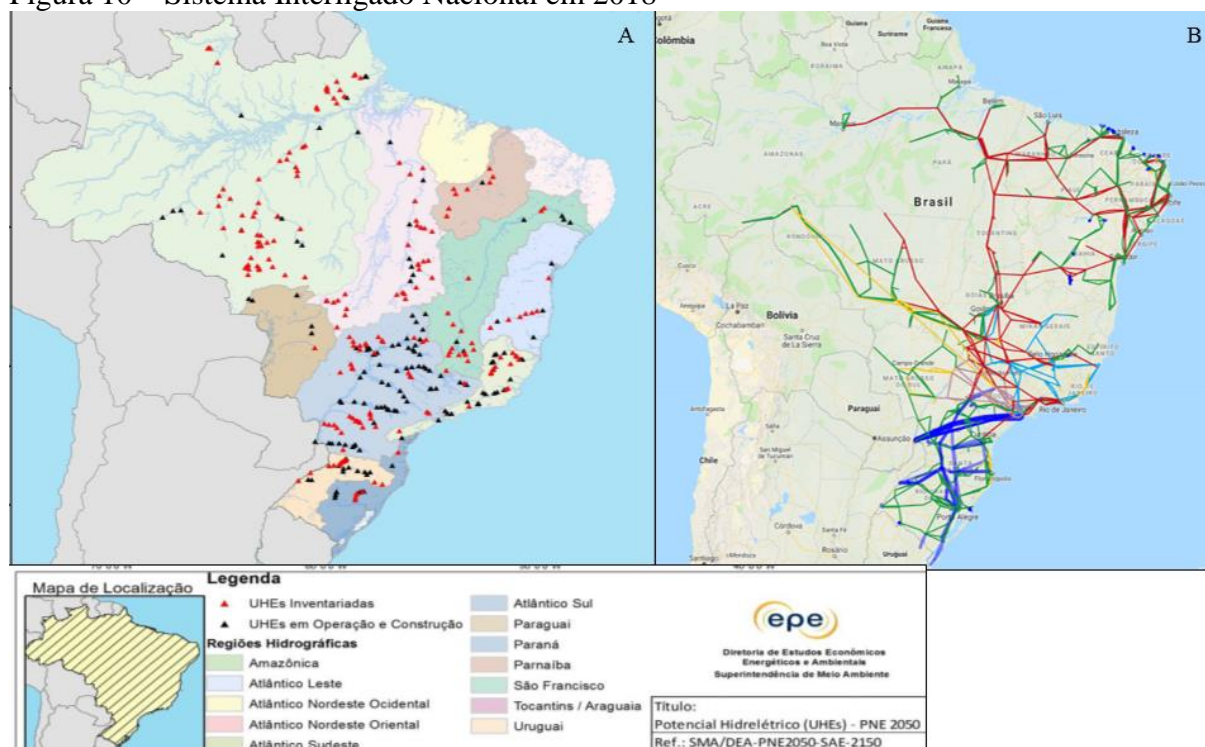
O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de transmissão de energia elétrica de grande porte, integrado em nível nacional, que conecta as unidades da geração de energia elétrica aos centros consumidores. A capacidade instalada de geração do SIN é composta, em sua maior parte, por usinas hidrelétricas, distribuídas em doze bacias hidrográficas, por todas as regiões do país. O desenho dessa malha e seu crescimento, ao longo do tempo, procuraram conectar as diferentes bacias, visando o aproveitamento da energia hidrelétrica, como também a construção de uma “grande caixa d’água” em nível nacional, representada pela exploração centralizada dos reservatórios das hidrelétricas.

Um retrato atual desse sistema foi apresentado na Figura 10, que está dividida em duas partes: a Figura 10.A mostra a dispersão das usinas hidrelétricas por todo território nacional, observa-se que os triângulos pretos representam as usinas em operação e em construção, já os triângulos vermelhos indicam as UHEs inventariadas<sup>40</sup>, além de destacar as bacias hidrográficas do país; a Figura 10.B apresenta o próprio SIN:

---

<sup>40</sup> Os potenciais inventariados indicam que há viabilidade técnica para exploração do recurso.

Figura 10 – Sistema Interligado Nacional em 2018



Fonte: EPE (2018); ONS (2018).

A formação apresentada acima é resultado de um processo histórico, que seguiu um caminho diferente dos países e da vanguarda industrial, como Inglaterra e Estados Unidos, cuja indústria de eletricidade se formou a partir da exploração de termelétricas a carvão mineral (LEITE, 2014). É importante observar, na Figura 10, como o sistema de transmissão acompanha o desenho das bacias hidrográficas no Brasil. A decisão pelo investimento na hidreletricidade foi o resultado de três fatores principais<sup>41</sup>: (i) escassez e baixa qualidade das reservas de carvão mineral, bem como a incapacidade técnica de explorar os recursos existentes no Brasil; (ii) problemas econômicos como restrições cambiais, inflação, também a dependência da importação de petróleo para abastecer a matriz energética de transporte; e (iii) uma especificidade geográfica de caráter nacional, evidenciada pela abundância de rios, pela dispersão desses rios no território nacional, pelo regime de chuvas, assim como pelo relevo em planaltos, tais condições são ideais para a construção de hidrelétricas com reservatório. Foi a combinação desses três fatores que conduziu os investimentos no setor elétrico desde a primeira metade do século XX. Todas essas características, em conjunto, fazem do SIN a principal idiosincrasia da indústria de eletricidade no Brasil: um sistema altamente interligado,

<sup>41</sup> O processo histórico de formação do SIN foi melhor detalhado na seção CAPÍTULO 2 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO: AS REGRAS DO JOGO NO BRASIL.



construído para explorar as hidrelétricas distribuídas por todo território nacional, cujo projeto estará concluído quando forem explorados os potenciais hidrelétricos técnica e economicamente viáveis em todo território nacional.

O SIN é caracterizado, dentre outras coisas, pela extensão das linhas de transmissão, que acompanham, especialmente, as bacias hidrográficas do país, levando energia da usina geradora até o centro de consumo. No trajeto entre a usina e o consumidor final, podem ocorrer dois tipos de perda de energia: as perdas técnicas e as perdas comerciais. O primeiro tipo ocorre por características do sistema, como o efeito joule<sup>42</sup>; já o segundo, se refere às perdas ocasionadas por furto de energia e falta de manutenção dos equipamentos, este trabalho tratará apenas das perdas técnicas (ELLER, 2003). No efeito joule, parte da energia elétrica que é transmitida pelo cabo de energia é convertida em calor, ou seja, parte da energia gerada se perde de maneira irreversível. O desenvolvimento da corrente alternada permitiu que a energia seja transportada por longas distâncias, mas não eliminou o efeito joule. Assim, quanto maior a intensidade de corrente e a distância percorrida pela energia, maior a quantidade de energia que se dissipa na forma de calor (ELLER, 2003). Por isso, as perdas técnicas são um dos motivos que levam à construção de usinas de geração nas proximidades dos centros de consumo. No Brasil, em decorrência da dificuldade de construir um parque termelétrico, o desenvolvimento de hidrelétricas corroborou com a formação de um sistema interligado em nível nacional, em que os custos marginais muito mais baixos e a escala de produção das hidrelétricas, vis-à-vis as termelétricas, atenuaram as perdas técnicas, permitindo a construção do SIN.

Devido à extensão territorial do Brasil, ao tempo transcorrido entre o surgimento da indústria no final do século XIX e a formação do sistema de transmissão em nível nacional e à existência de restrições físicas associadas à transmissão de energia elétrica por longas distâncias, o SIN foi dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (REZENDE, 2008). A região Norte ainda é atendida, em pequena parte, por sistemas isolados. Com a formação completa do sistema interligado de transmissão no início dos anos 2000, a complementaridade na geração hidrelétrica entre os quatro subsistemas passou a ser mais uma característica importante desta indústria.

A próxima seção trata do estado da arte do segmento da geração de eletricidade no Brasil ao final de 2018. Serão apresentadas a capacidade instalada por tipo de geração e a

---

<sup>42</sup> Ou efeito térmico, expressa a relação entre o calor gerado e a corrente elétrica que percorre um condutor em um determinado tempo.

distribuição por todo território nacional. O detalhamento das unidades de geração se restringirá às Usinas Hidrelétricas (UHEs), Usinas Termelétricas (UTEs) e Centrais Geradoras Eólicas (EOLs), que representam mais de 90% da capacidade instalada.

Cabe observar que a participação da geração hidrelétrica na capacidade instalada começou a declinar a partir dos 2000, com o aumento da participação de energia térmica e, mais recentemente, com a entrada das energias renováveis. Esta tendência pode ser observada nos leilões de geração documentados a partir de 2005 pela ANEEL (2018b).

### **3.1. ESTADO DA ARTE DO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA**

A característica mais marcante do segmento de geração de eletricidade no Brasil, é a forte participação da geração hidrelétrica, cuja participação na geração anual de eletricidade chega a ultrapassar 90% em anos de hidrologia favorável. Apesar disso, observa-se, no período recente a inserção de outras fontes de energia, o que será melhor explorado nas próximas seções. Até novembro de 2018, estavam instaladas oito modalidades, ou tipos, de unidades geradoras, distribuídas por 7.146 empreendimentos, com capacidade instalada de 160.804 MW. Apesar da variedade de tipos de usinas, o foco deste trabalho serão as Usinas Hidrelétricas (UHE – 60,37%), as Usinas Termelétricas (UTE – 25,53%) e as Centrais Geradoras Eólicas (EOL – 8,35%), que representam 94,25% da capacidade brasileira instalada. Na seção sobre os Leilões de Energia, o trabalho também abordará o crescimento das Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas (UFV), que apresentaram um forte crescimento das propostas aprovadas nos leilões de energia, a partir de 2014 (EPE; MME, 2017). Atualmente, o Brasil apresenta oito tipos de geração de energia elétrica, como mostra a Tabela 1:

Tabela 1 – Capacidade instalada por tipo de usina no Brasil em 2018

Tipo	Quant.	Potência Fiscalizada Instalada	
		MW	% MW
Usina Hidrelétrica - UHE	218	97.075,16	60,37%
Usina Termelétrica - UTE	3.000	41.060,62	25,53%
Central Geradora Eólica - EOL	546	13.427,34	8,35%
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	427	5.130,53	3,19%
Usina Termonuclear - UTN	2	1.990,00	1,24%
Central Geradora Solar Fotovoltaica - UFV	2.258	1.426,77	0,89%
Central Geradora Hidrelétrica - CGH	694	693,66	0,43%
Central Geradora Undi-elétrica - CGU	1	0,05	0,00003%
<b>Total Geral</b>	<b>7.146</b>	<b>160.804,14</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

A geração hidrelétrica está dividida em três modalidades: UHE, PCH e CGH, que são diferenciadas pela potência (capacidade instalada) e pela área do reservatório. O grupo das usinas termelétricas conta com 3 mil unidades geradoras, produz energia elétrica a partir da queima de algum tipo de combustível, podendo ser renovável (biomassa) ou fóssil. As centrais geradoras eólicas, ou apenas usinas eólicas, produzem energia elétrica a partir da força dos ventos. As centrais geradoras solares fotovoltaicas geram energia elétrica a partir da luz solar<sup>43</sup>. As usinas termonucleares geram energia elétrica por meio do calor produzido pela fissão nuclear, controlada dentro de reatores, nos quais o calor gerado aquece a água, que movimenta uma turbina, gerando eletricidade. Por fim, a central geradora undielétrica gera energia a partir da força das ondas do mar, mas sua participação é pouco expressiva. A capacidade instalada está assim dividida entre os quatro subsistemas do SIN: 40,17% no Sudeste/Centro-Oeste; 21,45% no Nordeste, 19,93% no Sul e 18,45% no Norte, como mostra a Tabela 2:

<sup>43</sup> Para geração de eletricidade, a energia solar pode ser fotovoltaica ou heliotérmica. No primeiro caso, a luminosidade do sol gera energia, no segundo caso, o calor do sol é utilizado para gerar vapor de água que em seguida produz energia elétrica, por intermédio de uma turbina.

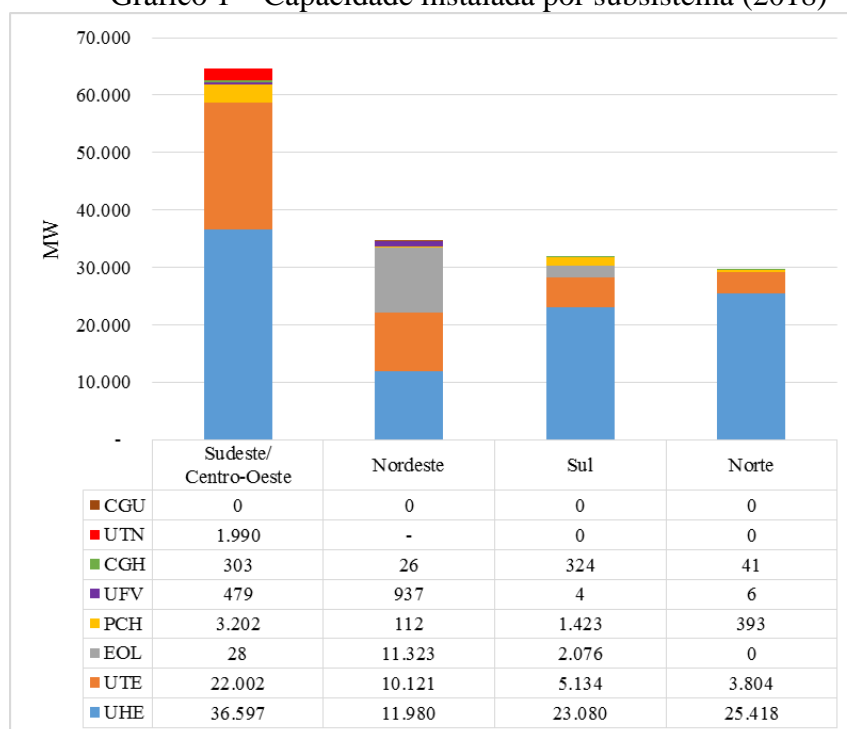
Tabela 2 – Distribuição da capacidade instalada por subsistema do SIN (2018)

Subsistema	Quant.	Potencia Fiscalizada Instalada MW	% MW
Sudeste/Centro-Oeste	2.529	64.601,01	40,17%
Nordeste	942	34.500,26	21,45%
Sul	940	32.040,85	19,93%
Norte	2.734	29.662,02	18,45%
<b>Total</b>	<b>7.146</b>	<b>160.804,14</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a).  
Elaboração própria.

De maneira complementar à Tabela 2, o Gráfico 1 complementa a visão geral da distribuição das usinas pelos subsistemas do SIN. É possível observar que a geração hidrelétrica ainda é predominante em todas as regiões:

Gráfico 1 – Capacidade instalada por subsistema (2018)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra a maior capacidade instalada do país, com predominância de geração hidrelétrica e termelétrica, que juntas representam 58,6 GW de capacidade instalada, o restante está dividido entre os demais tipos de unidades geradoras, com destaque para as PCHs, com 3.202 MW e para as UTNs, com 1.990 MW de capacidade instalada. No subsistema Nordeste, a capacidade instalada está dividida de maneira mais uniforme entre UHEs, UTEs e EOLs, destaca-se também, o aumento da geração fotovoltaica,

que apresenta a maior participação do Brasil. No Sul há predominância de UHEs, com 23 GW implantados, mas também conta com participação importante de UTEs, EOLs e PCHs. Grande parte das unidades geradoras do subsistema da região Norte atende aos sistemas isolados. A região apresenta baixa densidade populacional e grandes áreas de mata fechada, características que inviabilizam economicamente a integração de todos os centros de consumo ao SIN, mas nos últimos anos, o crescimento da geração hidrelétrica, com a construção de grandes usinas como Santo Antônio (2012 – 3,57 GW), Jirau (2013 – 3,75 GW) e Belo Monte (2016 – 6,38 GW), elevaram substancialmente a capacidade instalada e a geração de energia na Região Norte, estimulando o aumento da integração desta região ao SIN (ANEEL, 2018a).

Nas próximas seções serão apresentados uma visão geral das UHEs, UTEs e EOLs no Brasil. Também será apresentado um panorama dos leilões de energia elétrica, com objetivo de mostrar os rumos sobre o crescimento do parque gerador para os próximos anos.

### **3.1.1. Usinas Hidrelétricas**

A hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro desde os anos 1930, tanto pela sua competitividade econômica, quanto pela abundância deste recurso energético em nível nacional (EPE, 2018; LEITE, 2014). O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 176 GW, dos quais mais de 102,9 GW foram aproveitados até novembro de 2018. Atualmente, o maior potencial a ser explorado, se encontra na região Norte, nas bacias hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, dos quais apenas 30% foram explorados (EPE; MME, 2017).

As usinas hidrelétricas são classificadas de acordo com a potência instalada e com a construção de reservatórios de água. Partindo desses critérios, a ANEEL adota três classificações quanto à escala de produção das usinas (CCEE, 2018d):

- i. Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH): com até 1 MW de potência instalada, não apresentam reservatório, mas, em geral, contam com uma pequena barragem para desvio do curso d'água, que apesar da quantidade de empreendimentos cadastrados na ANEEL (694), apresenta baixa capacidade instalada (694,66 MW);
- ii. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH): entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada, possuem reservatório de no máximo 3 km<sup>2</sup>; e

- iii. Usina Hidrelétrica de Energia (UHE): com mais de 30 MW de potência instalada e reservatórios maiores que 3 km<sup>2</sup>.

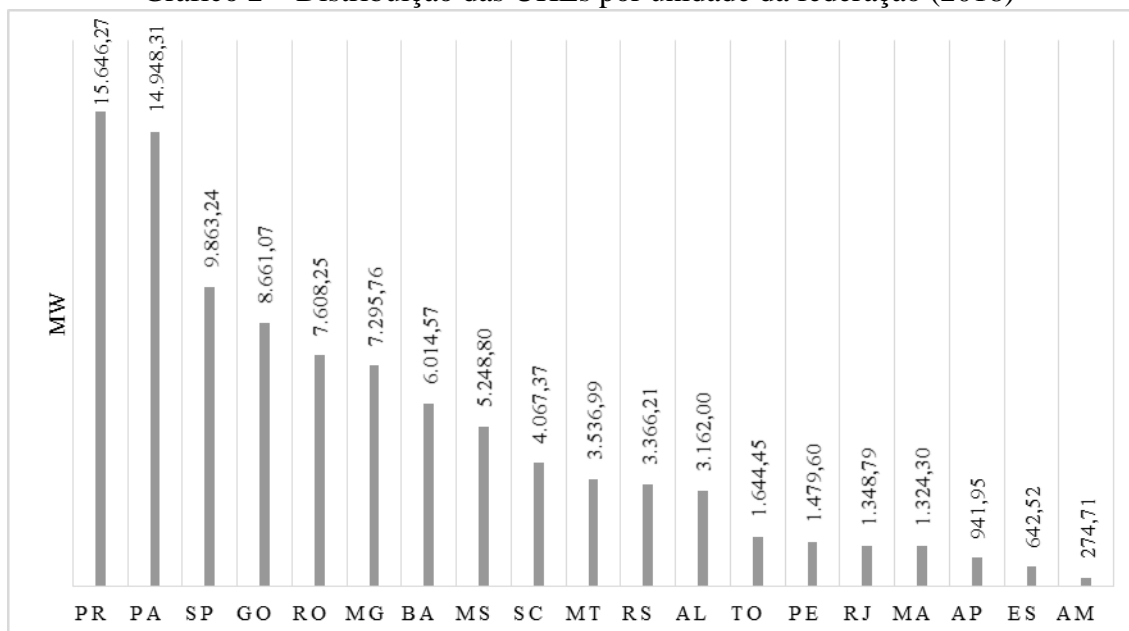
Além da classificação feita pela ANEEL, Tolmasquim (2017) apresenta três tipos de plantas das hidrelétricas, classificadas de acordo com o tipo de reservatório:

- i. **Hidrelétricas com reservatório:** permitem a regularização da vazão afluyente dos rios, possibilitando a transferência da água de períodos úmidos para secos. Essa regularização pode ser mensal, anual ou plurianual. Sua produção pode ser alterada em um curto intervalo de tempo, com pouco impacto sobre a vida útil do equipamento, permitindo lidar, de maneira eficiente, com as variações de curto prazo no equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. As capacidades de armazenamento e rapidez de respostas às variações na frequência e voltagem na rede fazem com que esse tipo de usina seja muito flexível, o que permite a prestação de serviços de *backup system* (ou reserva de energia) (EPE, 2016). Desta forma, as usinas hidrelétricas, com reservatório, oferecem uma ampla gama de serviços de energia, como: geração de base, reserva, atendimento em horário de pico e armazenamento de energia, bem como podem atuar na regularização de outras fontes de energia com custos variáveis muito baixos.
- ii. As **hidrelétricas a fio d'água** são construídas no curso do rio, onde a construção da estrutura para fixação das turbinas de geração forma um pequeno reservatório de água, o qual possui capacidade de regularização que varia entre poucas horas e alguns dias. Nessas usinas, a produção de energia acompanha a sazonalidade do ciclo hidrológico de sua respectiva bacia hidrográfica, como não podem estocar água, são usinas de geração inflexível; e
- iii. As **hidrelétricas reversíveis** são equipadas para bombear água de um reservatório (à jusante), para outro em uma região de maior altitude (à montante). A energia gasta com o bombeamento é menor que a energia gerada pela usina, assim, apresentam a capacidade de armazenar energia potencial quando há excesso de geração de eletricidade, aproveitando o excedente de energia que poderia ser vertido.

A escala do empreendimento (CGH, PCH ou UHE) e o tipo de usina (com e sem reservatório ou reversível) vão depender das características geoclimáticas do local, tal fato

constitui um tipo de especificidade na localização (WILLIAMSON, 1985). O Gráfico 2 mostra a distribuição da capacidade instalada de UHEs entre os estados brasileiros:

Gráfico 2 – Distribuição das UHEs por unidade da federação (2018)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

As cinco maiores potências estão divididas entre: Paraná (15,65 GW – subsistema Sul), Pará (14,95 GW – subsistema Norte), São Paulo (9,86 GW – subsistema Sudeste/Centro-Oeste), Goiás (8,66 GW – subsistema Sudeste/Centro-Oeste) e Rondônia (7,61 GW – subsistema Norte). É relevante observar que este último passou a figurar como importante gerador, após a entrada em operação das usinas de Santo Antônio (3,567 GW), em 2012 e Jirau (3,75 GW), em 2013.

As hidrelétricas, diferentemente das térmicas, devem ser construídas onde houver potencial de geração, em que as especificidades do ambiente sejam adequadas aos requisitos técnicos do empreendimento. Em geral, as hidrelétricas de maior porte são construídas distantes dos grandes centros de consumo, o que exige a construção de grandes linhas de transmissão em tensões alta e extra-alta (de 230 kV a 750 kV) que, muitas vezes, atravessam o território de vários Estados. As PCHs e CGHs podem ser construídas junto a pequenas quedas d'água, abastecendo pequenos centros de consumo, incluindo unidades industriais, comerciais e agrícolas individuais, nota-se que não necessitam de linhas de transmissão muito extensas (CCEE, 2018d).

A capacidade de regularização dos reservatórios vem diminuindo, paulatinamente, nos últimos anos em decorrência do aumento da demanda de energia e das notórias dificuldades

para construir novas hidrelétricas, especialmente com reservatórios (EPE, 2016). Apesar disso, estudos recentes realizados pela EPE (2018) apuraram que existe um potencial de 52 GW, para construção de hidrelétricas, com potência superior a 30 MW. Para empreendimentos menores que 30 MW, no caso das PCHs, ainda restam 16GW a serem explorados. Ressalta-se que não se trata da estimativa do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim daquele que será considerado como passível de aproveitamento no longo prazo. A Tabela 3 apresenta o potencial hidrelétrico inventariado por região (ou bacia) hidrográfica:

Tabela 3 – Potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica

<b>Região Hidrográfica</b>	<b>Potencial Inventariado UHEs (GW)</b>	<b>Participação (%)</b>
Amazônica	33,0	64%
Atlântica Leste	0,8	2%
Atlântico Sudeste	1,2	2%
Atlântico Sul	0,3	1%
Paraguai	0,0	0%
Paraná	2,9	6%
Parnaíba	0,6	1%
São Francisco	1,8	4%
Tocantins-Araguaia	7,9	15%
Uruguai	2,9	6%
<b>Total</b>	<b>52</b>	<b>100%</b>

Fonte: EPE (2018).

Do potencial disponível para exploração, cerca de 80% se encontra nas bacias Amazônica (33 GW) e na bacia Tocantins-Araguaia (7,9 GW). Desde o início dos anos 1990 houve redução de interesse pela implantação de UHEs no Brasil, o que será melhor analisado na seção 3.4 MUDANÇAS NA COMPOSIÇÃO DO SEGMENTO DE GERAÇÃO, página 140. Cumpre, no dado momento, observar que as estimativas realizadas pela Eletrobras, desde os anos 1990, apontam que o maior potencial hidrelétrico nacional se encontra na região amazônica.



### 3.1.2. Termelétricas

A geração termelétrica é um termo genérico para geração de energia elétrica a partir do calor (queima de combustíveis ou fissão nuclear), podendo ser provida por diferentes combustíveis, tais como: o gás natural, a biomassa, o carvão mineral, os combustíveis nucleares, o óleo combustível, dentre outros. A definição do tipo de tecnologia a ser empregada na construção da usina térmica está associada a uma série de fatores, como: disponibilidade do combustível; capacidade de importação; local de construção, se será próximo à carga ou à fonte do recurso; domínio da tecnologia; restrições ambientais; logística; e política energética, sobretudo nos casos da energia nuclear e uso de combustíveis fósseis (EPE, 2016).

Dependendo do tipo de combustível e da tecnologia de geração, as termelétricas podem ser inflexíveis, quando são de geração contínua e despacham na base, como as term nucleares; ou flexíveis, quando atuam na geração complementar às fontes renováveis (solar, eólica e hidráulica) e no atendimento aos horários de pico de energia. A composição do *mix* de geração no Brasil, com predominância de hidrelétricas e com crescimento recente da geração eólica e solar, eleva a importância da geração térmica flexível, que desempenha um papel cada vez mais importante como *backup system* (reserva de energia) do setor, que atua em anos de hidrologia desfavorável e na intermitência da geração renovável (EPE, 2016). A Tabela 4 apresenta uma visão geral da capacidade instalada de termelétricas no Brasil:

Tabela 4 – UTEs por fonte em MW (2018)

Fonte	Quant	Potência Fis calizada Instalada	
		MW	% MW das termelétricas
Gás Natural	166	12.659,94	30,83%
Bagaço de Cana de Açúcar	404	11.309,17	27,54%
Óleo Diesel	2.147	4.375,91	10,66%
Óleo Combustível	77	4.051,47	9,87%
Carvão Mineral	14	3.323,74	8,09%
Licor Negro	18	2.542,62	6,19%
Outras termelétricas	174	2.797,78	6,81%
<b>Total Geral</b>	<b>3.000</b>	<b>41.060,62</b>	<b>100,00%</b>

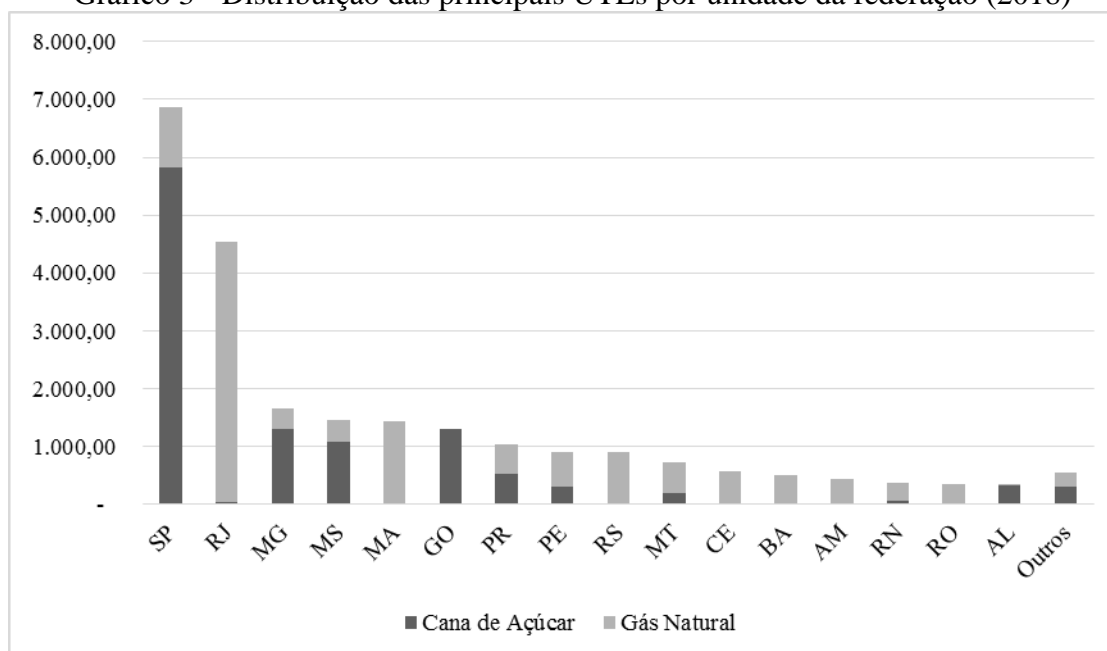
Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

As usinas termelétricas correspondem a 25,53% da capacidade instalada nacional, excluindo-se as usinas nucleares. Dentre as termelétricas, duas fontes merecem destaque: as usinas a gás natural e bagaço de cana-de-açúcar.

O bagaço da cana-de-açúcar é usado como combustível em caldeiras para cogeração de energia, para autoconsumo ou para venda de eletricidade no SIN (EPE, 2018). O crescimento desta modalidade foi impulsionado pelo crescimento da produção de cana-de-açúcar, em que os estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso do Sul são os maiores produtores do país (ANEEL, 2018a).

Nos últimos anos, o gás natural liquefeito (GNL) se apresenta como a principal fonte para expansão da geração termelétrica no Brasil (ANEEL, 2018b). Em curto e médio prazo, o GNL importado se apresenta como combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas, uma vez que o desenvolvimento da exploração das reservas do pré-sal e do gás não associado ainda possuem horizonte incerto (EPE; MME, 2017). Espera-se que o avanço dos projetos de pesquisa e exploração impulsionem as contribuições do GNL na matriz energética brasileira (EPE, 2018). O Gráfico 3 apresenta a distribuição das UTEs a gás natural e bagaço de cana-de-açúcar por unidade da federação, em novembro de 2018:

Gráfico 3 - Distribuição das principais UTEs por unidade da federação (2018)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

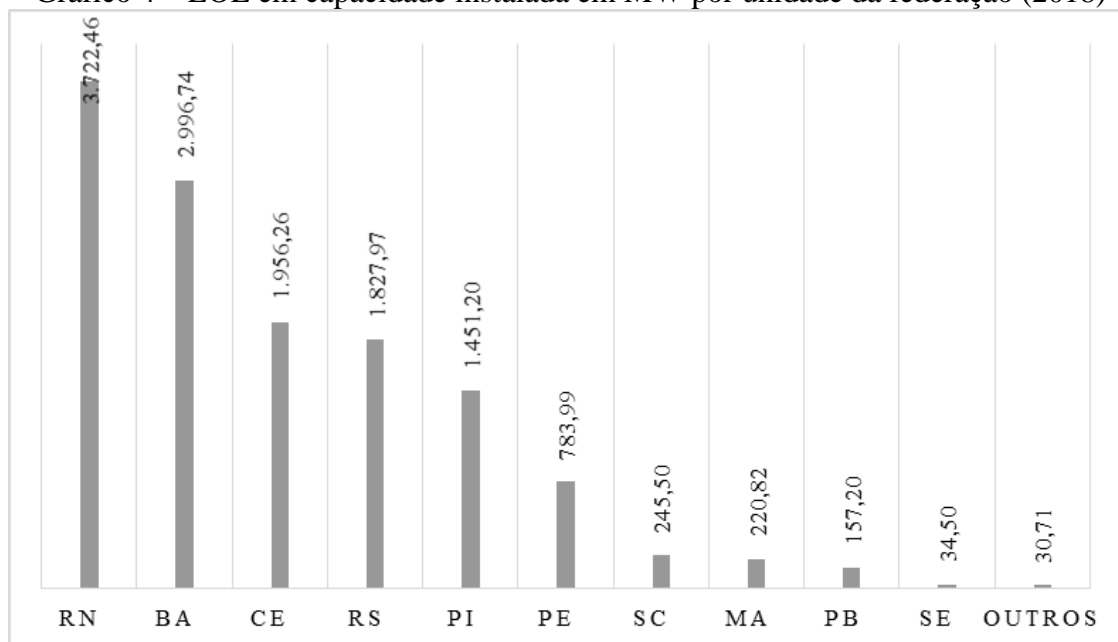
Os maiores potenciais de exploração de bagaço de cana-de-açúcar estão nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso do Sul. Já o gás natural é explorado com maior intensidade no Rio de Janeiro, Maranhão, São Paulo e Rio Grande do Sul.

### 3.1.3. Eólicas

A energia eólica é proveniente da força cinética dos ventos, classificada como fonte não despachável (EPE, 2018), pois é um recurso de geração randômica, influenciada por fenômenos meteorológicos de caráter intermitente<sup>44</sup>. O termo não despachável implica que a energia é gerada conforme a disponibilidade do recurso, cabendo ao operador do sistema apenas o gerenciamento das oscilações provocadas na rede de transmissão.

Até novembro de 2018, o Brasil possuía 13.427 MW de capacidade instalada, com 84% da capacidade alocada na região Nordeste, sendo o Rio Grande do Norte o maior produtor, como 3,72 GW de capacidade instalada. Apenas as regiões Nordeste, Sul e Sudeste são produtoras de energia eólica, como mostra o Gráfico 4:

Gráfico 4 – EOL em capacidade instalada em MW por unidade da federação (2018)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

A entrada maciça de energia eólica apresenta como desafio, sua própria intermitência, o que implica a necessidade de expansão de potência complementar, para atender aos requisitos de potência e variabilidade de produção (EPE; MME, 2017). A energia complementar pode ser

<sup>44</sup> Os equipamentos e modelos de previsão meteorológicas avançaram muito nas últimas décadas, o que melhorou os estudos sobre a qualidade dos ventos para geração de eletricidade, incluindo a previsão de disponibilidade do recurso. Mas a relação entre geração-consumo de energia precisa estar equilibrada em tempo real e a intermitência do vento é um problema que causa desequilíbrios na oferta de energia em tempo real. É nisso que reside o principal problema da energia eólica.

fornecida por usinas termelétricas flexíveis ou por UHEs com reservatório para regularização da produção de energia.

### 3.1.4. Contratação de empreendimentos de geração: uma mudança na composição do *mix* de energia

O objetivo desta seção é mostrar que a redução da participação da geração hidrelétrica é uma tendência que se confirma nos leilões de energia, que ocorreram a partir de 2005, para o ambiente de contratação regulado, que atende ao SIN. Os leilões foram divididos em dois grupos: de 2005 a 2018 e de 2015 a 2018. Serão analisados os processos de leilão de geração entre 2005 e 2018, com foco no período de 2015 a 2018.

Entre janeiro de 2005 e novembro de 2018 foram realizados, no Brasil, 1.183 leilões, em que foram contratados 75.878,54 MW de potência de diversos tipos de geração de energia, com uma expectativa de investimentos de mais de R\$ 229 bilhões. A Tabela 5 mostra o tipo de energia contratada, o total de empreendimentos, a potência em MW e os investimentos previstos:

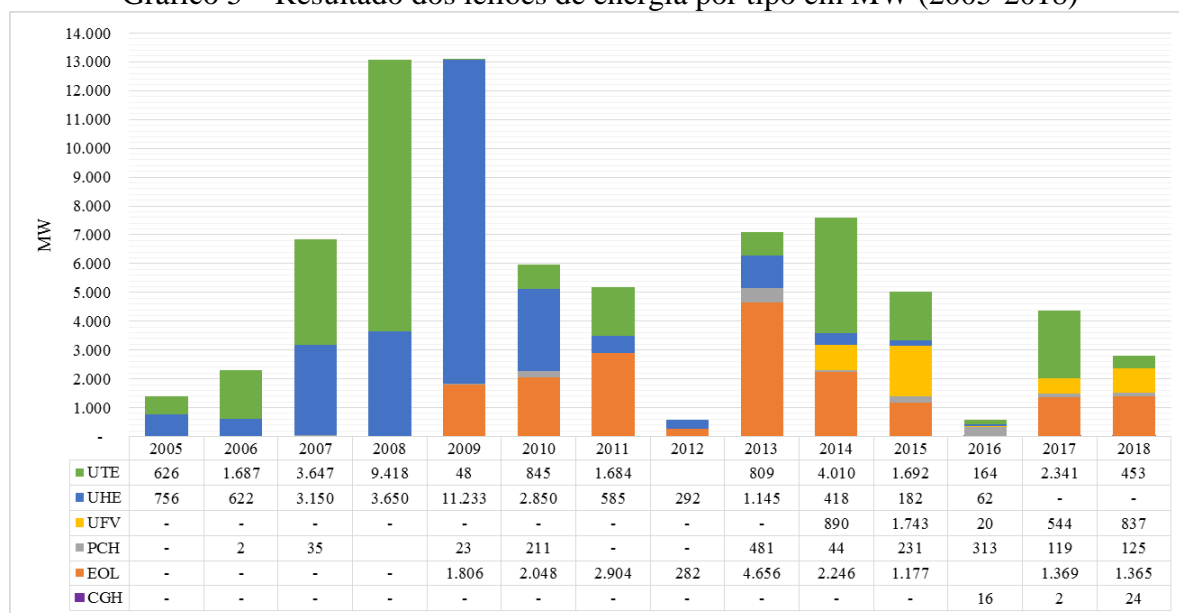
Tabela 5 – Resultados dos leilões de energia realizados entre 2005 e 2018

Tipo	Quant.	Potência Contratada		Investimento Previsto (em milhões de R\$)	
		MW	%	R\$	%
UTE	191	27.423,14	36,14%	59.261,22	25,82%
UHE	28	24.945,50	32,88%	59.460,07	25,90%
EOL	698	17.851,88	23,53%	75.608,07	32,94%
UFV	143	4.033,44	5,32%	21.246,15	9,26%
PCH	105	1.583,06	2,09%	13.351,48	5,82%
CGH	18	41,51	0,05%	627,24	0,27%
<b>Total Geral</b>	<b>1.183</b>	<b>75.878,54</b>	<b>100,00%</b>	<b>229.554,23</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ANEEL – Resultado de Leilões (2018b). Elaboração própria.

Das propostas vencedoras dos leilões, as UTEs tiveram participação de 36,14%; as UHEs vieram em segundo lugar, com 32,88%; as EOLs, com 23,53%; as UFVs, com 5,32%; e as PCHs e CGHs em conjunto somaram 2,14% das propostas vencedoras. Apesar de estar em segundo lugar no quadro geral, a participação das UHEs foi se reduzindo ao longo do tempo, motivo pelo qual é importante observar a evolução no tempo da participação de cada fonte. Para tanto, o Gráfico 5 apresenta a participação de cada tipo de geração nos leilões entre 2005 e 2018.

Gráfico 5 – Resultado dos leilões de energia por tipo em MW (2005-2018)



Fonte: ANEEL – Resultado de Leilões (2018b). Elaboração própria.

As UHEs e UTEs foram predominantes entre 2005 e 2009. Os leilões de energia eólica para o ACR tiveram início em 2009. Logo no primeiro ano, a energia eólica teve participação de 10% das propostas vencedoras, sendo que sua participação mais expressiva foi em 2013, com 26,08% das propostas. A partir de 2014, os leilões de energia solar permitiram uma entrada mais expressiva das UFVs no ACR. No mesmo ano, a geração fotovoltaica teve participação de 22,06% dos empreendimentos vencedores dos leilões, chegando a 43,22% no ano seguinte, 13,49% em 2017 e 20,74% em 2018. As termelétricas, que reúnem um conjunto diverso de tecnologias e combustíveis de geração, apresentam comportamento bastante errático ao longo dos anos, saindo de 0,18% das propostas em 2009 e chegando a representar 34,34% em 2013. Por outro lado, as UHEs estão perdendo participação nos leilões do ACR. Em 2018 e 2017, as UHEs não registraram participação entre as propostas vencedoras, contrastando com a participação expressiva entre os anos de 2007 a 2010, período em que as usinas hidrelétricas chegaram a participar com 12%, 14%, 45% e 11%, respectivamente. Os resultados dos leilões de cada ano são muito heterogêneos, em 2009 ocorreu a contratação do maior volume de energia, 13.109,30 MW e em 2012, o menor, 574,30 MW.

É importante observar que a partir de 2009 ocorre uma mudança no perfil dos leilões, nos quais a contratação de UHEs dá lugar ao aumento da participação de fontes EOL; e a partir de 2014, a UFV também entra em cena. A Tabela 6 mostra o resumo do resultado dos leilões de energia que ocorreram entre 2015 e 2018. Esse recorte temporal foi escolhido para mostrar as tendências mais recentes da contratação de energia no Brasil. Nesta tabela, as UTEs foram

classificadas em: UTE – Gás Natural; UTE – Bagaço de Cana; e UTE – outros, que abrange todos os outros combustíveis. Essa distinção foi feita, pois, embora a eletricidade seja gerada a partir do calor, os processos, a relação entre Garantia Física e a potência em kW, bem como a estrutura dos custos de cada modalidade são diferentes.

Tabela 6 – Resultados dos leilões de energia realizados entre 2015 e 2018

Tipo	Quant.	Potência		Investimento		Fator de Capacidade*
		MW	%	Previsto em milhões		
EOL	142	3.911	30,61%	R\$	19.587,58	50%
UTE - Gás Natural	6	4.051	31,71%	R\$	9.151,50	60%
UFV	112	3.144	24,60%	R\$	17.101,93	20%
PCH	63	788	6,16%	R\$	9.186,35	-
UTE - Bagaço de Cana	16	415	3,25%	R\$	1.040,46	85%
UHE	3	244	1,91%	R\$	1.492,38	60%
UTE - outros	6	184	1,44%	R\$	905,85	-
CGH	18	42	0,32%	R\$	627,24	-
<b>Total Geral</b>	<b>366</b>	<b>12.778</b>	<b>100,00%</b>	<b>R\$</b>	<b>59.093,28</b>	<b>-</b>

\*Fator de Capacidade médio é a proporção entre produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total neste mesmo período.

Fonte: ANEEL – Resultado de Leilões (2018b). Elaboração própria.

Nos leilões mais recentes, de 2015 a 2018, houve uma guinada na direção das energias renováveis (eólica e fotovoltaica), que são intermitentes e não despacháveis, além das UTEs a gás natural. A contratação de UHEs se limitou ao total de 244 MW (1,44%). O aumento significativo da participação das fontes de geração renováveis, mas não despacháveis, como a energia eólica e a solar fotovoltaica, exige em contrapartida uma maior flexibilidade operativa do sistema, de forma a viabilizar uma operação do sistema que atenda à demanda em energia elétrica de forma contínua e dentro dos limites aceitáveis de tensão e frequência. Estas duas fontes apresentam variabilidade e imprevisibilidade de geração muito maiores, sobretudo no curto prazo, cuja instabilidade só pode ser mitigada pela presença de um backup system eficiente.

Usinas hidrelétricas com reservatório e termelétricas a gás natural em ciclo simples, são duas tecnologias capazes de assumir rapidamente as oscilações de tensão ou de frequência decorrentes de eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda. Se por um lado, os reservatórios podem resultar em impactos socioambientais negativos mais expressivos, por outro lado, permitem, com elevada eficiência, a maior penetração de fontes renováveis intermitentes. Atualmente, os impactos negativos dos reservatórios são contabilizados unicamente aos empreendimentos hidrelétricos, não sendo compartilhados pelas demais fontes que se beneficiam do armazenamento para sua regularização energética (EPE, 2018).

### 3.2. COORDENAÇÃO DO DESPACHO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A eletricidade é um produto homogêneo, que transita entre diferentes interfaces tecnológicas: geração → transmissão → distribuição. Por reunir, em todos os segmentos, atributos como economias de escala e escopo, ativos com elevado grau de especificidade (*sunk costs*), segmentos em monopólio natural e por ser um produto final consumido massivamente por famílias, empresas e governos, a indústria de eletricidade é qualificada como um serviço de utilidade pública, por mais que a eletricidade tenha características básicas de *commodity*, como a homogeneidade (TOMMASI; SPILLER, 2008, p. 518; NEWBERY, 2005; JOSKOW, 1997; JOSKOW, 1985). Uma outra característica deste tipo de indústria é a sua indivisibilidade, que implica na interdependência sistêmica e física entre seus segmentos, pois o produto/serviço eletricidade não existe fora dos cabos de energia (FLEURY, 2009). Isto ocorre, pois, o atendimento de cada consumidor em particular, mobiliza toda a rede, da geração à comercialização de energia, em tempo real, não importando a escala de consumo. Como consequência direta, não é possível dissociar o produto eletricidade dos segmentos (ativos) de geração, transmissão e distribuição.

No Brasil, o despacho (produção) de energia para atendimento da carga é realizado de maneira centralizada<sup>45</sup> pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e independe dos contratos firmados pelos agentes de geração. O ONS considera a disponibilidade de cada uma das usinas em condições de operação no Sistema Interligado Nacional (SIN), que são despachadas com o objetivo de minimizar os custos operacionais, tendo em vista as afluições hidrológicas, o armazenamento de água dos reservatórios, os preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operacionais. Portanto, os agentes proprietários de usinas sujeitas ao despacho centralizado do ONS não têm controle sobre seu nível de geração, que é independente dos contratos de venda de energia.

No Brasil, o despacho centralizado de energia ocorre por três razões principais: (i) a hidreletricidade é uma fonte de energia predominante em todos os subsistemas; (ii) como os rios são muito extensos, é possível implantar várias usinas em cascata, situadas na sequência de um mesmo rio, aumentando o risco hidrológico, o que implica necessidade de coordenação do despacho das usinas a montante, para ampliar o potencial da geração de energia no conjunto de

---

<sup>45</sup> O despacho centralizado é a condição na qual uma usina tem o despacho de geração coordenado, estabelecido, programado, supervisionado e controlado pelo ONS, dentro dos processos de planejamento e programação, operação em tempo real e pós operação (ONS, 2017)

usinas (D'ARAÚJO, 2009); e (iii) a coordenação do despacho permite o aproveitamento de sinergias entre as diversas fontes (hidráulica, térmicas flexíveis e inflexíveis, eólica e solar) bem como entre os quatro subsistemas, em que a extensão e o elevado nível de interconexão do SIN permitem a transferência da energia gerada em regiões superavitárias, para regiões deficitárias<sup>46</sup>. A capacidade de transferir grandes blocos de energia entre regiões muito distantes e a capacidade de armazenar grandes quantidades de energia potencial nos reservatórios das hidrelétricas, faz com que a operação do sistema de transmissão nacional afete, quantitativamente, a oferta presente e futura de energia, o que não é comum em sistemas termelétricos. No caso das usinas em cascata, o despacho centralizado evita que a atuação de uma usina a montante prejudique o funcionamento das usinas a jusante. A Tabela 7 mostra que em um mesmo rio coexistem usinas de diferentes proprietários, o que ressalta a importância da operação coordenada:

Tabela 7 – Capacidade instalada e número de usinas em operação por Rio

Rio	Subistema	Usinas por Rio	Potencia Fiscalizada kW
Paraná	Sul; Sudeste/Centro-Oeste	4	13.535.200
Tocantins	Norte; Nordeste; Sudeste/Centro-Oeste	7	12.991.450
São Francisco	Nordeste; Sudeste/Centro-Oeste	9	10.367.501
Madeira	Norte	2	7.318.000
Grande	Sudeste/Centro-Oeste	12	7.206.300
Iguaçu	Sul	5	6.674.000
Paranaíba	Sudeste/Centro-Oeste	4	5.642.000
Teles Pires	Sudeste/Centro-Oeste	2	2.519.800
Paranapanema	Sul; Sudeste/Centro-Oeste	11	2.398.156
Uruguai	Sul	2	2.305.000
Araguari	Norte; Sudeste/Centro-Oeste	7	1.920.675
Tietê	Sudeste/Centro-Oeste	8	1.885.000
Pelotas	Sul	2	1.838.250
Canoas	Sul	3	1.101.900
<b>Total</b>	-	<b>78</b>	<b>77.703.232</b>

Fonte: Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

Segundo dados da ANEEL (2018a), o SIN possui 40 rios que abrigam duas ou mais usinas hidrelétricas (UHE). Na Tabela 7 foram apresentados os 14 rios que concentram as maiores potências instaladas. Nessas usinas, a operação ótima individual não corresponde, necessariamente, à otimização da operação global do sistema, pois a água é compartilhada por todas as usinas (D'ARAÚJO, 2009). Verifica-se que 23,22% do parque gerador brasileiro está

<sup>46</sup> Estatisticamente, em 75% do tempo ocorre alguma adversidade regional de regime hidrológico nos rios brasileiro, com isso algumas regiões podem apresentar déficit e outras, superávit (D'ARAÚJO, 2009).



situado na Bacia Hidrográfica Paraná, apenas em usinas hidrelétricas do tipo UHE. Afinal, levando em conta os rios Paraná, Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema e Iguçu, são 44 hidrelétricas, com 37.341 MW de potência instalada. Há uma concentração do risco hidrológico nestes rios.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, portanto, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período seco deve armazenar água e acaba produzindo um nível abaixo da média, enquanto uma região em período chuvoso (ou úmido), produz acima da média, gerando um superávit que compensará a produção deficitária da região em período de seca (CCEE, 2018e).

O planejamento da expansão dos ativos do setor de energia, seja das linhas de transmissão e distribuição, seja das unidades geradoras, é realizado com base na previsão de crescimento da demanda, uma vez que a capacidade de geração deve atender a carga em horário de pico, já que a energia não pode ser estocada. Tendo em vista o crescimento da taxa de demanda de energia no futuro, as decisões de investimento podem ter três consequências principais, que são (i) o atendimento da carga, considerada condição ideal; (ii) a ociosidade, quando a formação de novos ativos no setor supera o crescimento da demanda; e (iii) racionamento, quando o investimento é insuficiente.

Em relação ao atendimento da carga, o setor elétrico possui dois tipos de planejamento: expansão de longo prazo e operação em tempo real. No planejamento de longo prazo ou planejamento da expansão, o crescimento da oferta de energia, consubstanciada na expansão dos sistemas de geração e transmissão<sup>47</sup>, deve acompanhar o crescimento da demanda. No planejamento da operação deve-se levar em conta tanto as flutuações da demanda, quanto as

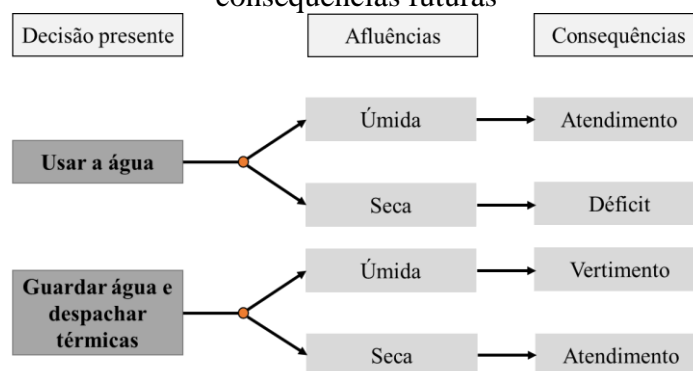
---

<sup>47</sup> “A geração e a transmissão estão intimamente relacionadas e são tanto substitutos quanto complementares. Uma rede de transmissão bem arquitetada pode potencializar a geração existente, minimizando a necessidade de construção de novas unidades geradoras, pelo menos temporariamente. A geração também tem o duplo papel de fornecer energia para atendimento da carga (demanda) e servir como reserva, a ser acionada pelo operador da rede em caso de desequilíbrio entre oferta e demanda” (ver seção

possíveis flutuações da oferta, que vêm aumentando nas últimas décadas em função do aumento da participação de fontes de despacho estocástico. O sistema elétrico deve ser capaz ainda, de atender a demanda no horário de pico.

Quando ocorre predominância de geração hidrelétrica e grau de regularização variável (plurianual e semanal), o uso presente da água afetam a capacidade de geração no futuro, pois as usinas hidrelétricas dependem de um fator sazonal relativo às condições hidrológicas futuras. Assim, entre as decisões presentes de usar ou guardar a água, o operador deve levar em conta a expectativas de afluições futuras, como mostra a Figura 11:

Figura 11 – Decisões de operação presente e consequências futuras



Fonte: Tolmasquim (2015).

Se o operador do sistema usar a água no despacho presente e economizar o combustível das térmicas flexíveis, em um período futuro de afluições secas (escassez de chuvas) haverá déficit de energia, bem como um despacho mais acentuado de termelétricas, aumentando os custos variáveis no futuro. Por outro lado, se o operador economizar água no presente e despachar as térmicas, assume-se o risco de elevar os custos variáveis no presente, logo, se houver afluição úmida no futuro, o sistema vai verter<sup>48</sup> água.

Nos dois casos, o objetivo do ONS é de maximizar o aproveitamento hídrico e minimizar os custos do sistema em tempo real e a longo prazo. Esse dilema envolve dois aspectos fundamentais (D'ARAÚJO, 2009):

- i. É impossível gerir o sistema no presente sem uma visão do futuro. Portanto, é necessário um modelo que simule a operação de todo sistema nos anos vindouros;

<sup>48</sup> Tecnicamente, o vertimento é considerado um desperdício de energia potencial. Quando os reservatórios estão muito cheios, as barragens possuem um sistema que permite o escoamento do excesso de água, fazendo com que esta energia potencial seja perdida.

- ii. A grande variabilidade das afluições, fator ligado à sazonalidade do regime de chuvas, pode provocar inconsistências entre previsão do nível de água dos reservatórios e as decisões do operador do sistema.

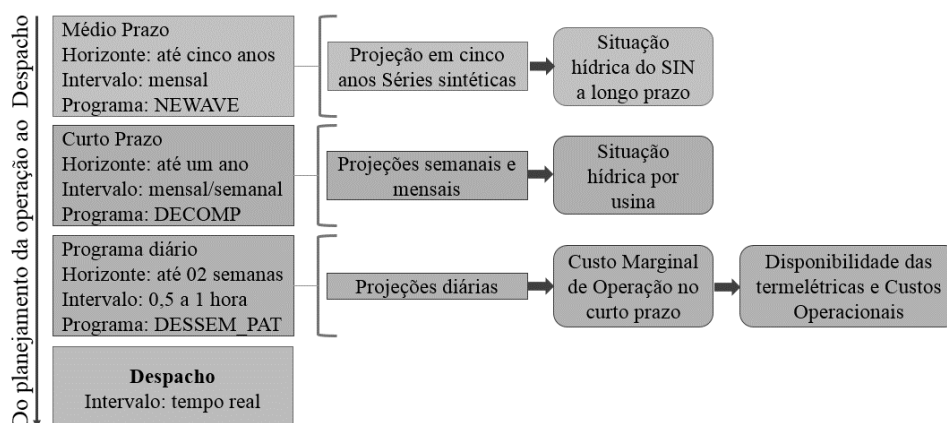
A combinação do *mix* de usinas para o despacho ótimo é obtida com base nas condições hidrológicas presentes e futuras (dos reservatórios e da vazão natural dos rios); na evolução da demanda de energia; nos preços dos combustíveis que abastecem as termelétricas; no custo do déficit de energia; na construção e início da operação de novos projetos; bem como a disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão (CCEE, 2018b). Estas condições imprimem um caráter de incerteza ao planejamento futuro da operação.

O sistema de transmissão integra as diferentes fontes de produção de energia, sendo responsável por manter o equilíbrio entre carga e oferta. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos centros de carga, desempenham papel estratégico, pois contribuem com a segurança do abastecimento do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para que, com isso possa assegurar o atendimento futuro.

### 3.2.1. Despacho de Energia

A combinação do *mix* de usinas para o despacho ótimo é obtido com base nas condições hidrológicas presentes e futuras (dos reservatórios e da vazão natural dos rios); na evolução da demanda de energia; nos preços dos combustíveis que abastecem as termelétricas; no custo do déficit de energia; na construção e início da operação de novos projetos; e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão (CCEE, 2016). Estas condições imprimem um caráter de incerteza ao planejamento futuro da operação. Como forma de minimizar este problema, o planejamento da operação se inicia com antecedência de cinco anos e revisões periódicas, ou seja, o despacho de geração que ocorre neste momento começou a ser planejado há cinco anos, como mostra como mostra a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 12 – Operação do SIN



Fonte: Baseado em Tolmasquim (2015).

O planejamento de longo e médio prazo é realizado pelo programa NEWAVE<sup>49</sup>, e se inicia com cinco anos de antecedência, sofrendo revisões mensais. O programa realiza uma série de simulações de despacho de geração considerando um conjunto de duas mil séries hidrológicas sintéticas<sup>50</sup>, admitindo uma probabilidade anual de déficit de 5%. Em seguida, o programa determina um valor virtual para a água disponível no SIN, que fica mais alto à medida que o nível dos reservatórios diminui. A partir daí, determina o conjunto de usinas que irá despachar, com o objetivo de minimizar o custo de operação.

Os dados gerados pelo modelo NEWAVE, fornecem uma função de custo futuro, baseado na disponibilidade de água dos reservatórios e no valor virtual da água de cada reservatório, que é usada pelo modelo DECOMP<sup>51</sup> em estudos de curto prazo, com horizonte anual e atualizações semanais. Como resultado dessa etapa são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO), detalhados por patamar de carga e submercado. A cadeia de planejamento é finalizada com o DESSEM-PAT<sup>52</sup>, cujas análises envolvem as projeções diárias de aflúências e as previsões de demanda, atualizando o CMO para a operação diária (Rezende, 2008). A parte

<sup>49</sup> NEWAVE foi desenvolvido pelo CEPEL, para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazos. Atua no planejamento da expansão e da operação; no cálculo do PLD e da definição da Garantia Física de Energia dos empreendimentos de geração; e na elaboração das diretrizes dos leilões de energia (CEPEL, 2018).

<sup>50</sup> Uma série sintética é produzida por um modelo estocástico de vazões e representa uma amostra das possíveis aflúências.

<sup>51</sup> O DECOMP foi desenvolvido pelo CEPEL, para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo, sendo usado para elaboração dos programas mensais de operação do sistema elétrico brasileiro. Tem o objetivo de determinar as metas de geração de cada usina do sistema, sujeito às aflúências estocásticas, de forma a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento (CEPEL, 2018).

<sup>52</sup> DESSEM-PAT é um modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo (CEPEL, 2018).

final da programação do despacho é realizada com um dia de antecedência e as revisões são feitas em tempo real, onde o ONS monitora o equilíbrio entre oferta e demanda a cada instante.

O Custo Marginal de Operação é fruto da combinação do mix de usinas despachadas pelo ONS, que cresce com o esvaziamento dos reservatórios, aumento do despacho de termelétricas no curto prazo (Chade, 2015). Portanto, a decisão entre acionar o despacho hídrico, ou uma quantidade adicional de geração térmica depende, grosso modo, da comparação entre o Custo Variável Unitário (R\$/MWh) da geração térmica e do CMO. Assim, se:

$$CVU > CMO \rightarrow \text{usina térmica não despachada}$$

$$CVU < CMO \rightarrow \text{usina térmica despachada}$$

A cada momento, a geração térmica total é função do CMO, assim, se o CMO for zero, toda a carga será atendida por geração baseada em custos fixos, isto é, por fontes hidráulica, eólica, biomassa e térmicas inflexíveis, de modo que todas as usinas térmicas flexíveis permanecerão ociosas (Castro et al., 2014). A partir do CMO, o Preço de Liquidação de Diferenças é calculado, e fica limitado por um valor máximo e mínimo, para atenuar a volatilidade deste preço.

A produção de energia é um fenômeno que ocorre em tempo real e combina uma série de tipos de geradores, é imprescindível ressaltar que cada um ocupa um lugar específico. O esquema de despacho da energia está dividido em três grupos: (i) as usinas que despacham na base, (ii) a geração térmica complementar e (iii) o mercado de curto prazo. O primeiro grupo concentra as usinas que têm prioridade de despacho por apresentarem custos marginais muito baixos ou por serem térmicas inflexíveis, e está dividido em três subgrupos (REZENDE, 2008; CASTRO et al., 2013):

- i. Térmicas inflexíveis: são usinas, como as nucleares, que não têm capacidade de alterar sua produção em um curto espaço de tempo para se adequar às oscilações da demanda, ou térmicas renováveis (biomassa), que apresentam custos marginais muito baixos;
- ii. Outras renováveis: as usinas eólicas e solares, que são geradores de baixíssimo custo marginal e de despacho intermitente, portanto, não despacháveis. Essas usinas injetam energia sempre que houver disponibilidade do recurso;
- iii. Hidrelétricas: possuem custos marginais baixos, têm prioridade de despacho sempre que as condições dos reservatórios e a afluência dos rios que abastecem as usinas a fio d'água, permitirem a produção de energia.

A geração termelétrica complementar é a energia despachada de forma programada para atender à carga que não foi atendida pela geração na base. A terceira parte do despacho é realizada pelo mercado de curto prazo, que assume o papel de liquidação das diferenças contratuais para fazer o ajuste fino entre oferta e demanda de eletricidade. Ou seja, concentra as usinas, geralmente térmicas flexíveis, que foram acionadas pelo ONS para promover o equilíbrio entre oferta e demanda. Esses desequilíbrios podem ser resultado de flutuações não previstas da demanda, por falhas técnicas do lado da oferta, por um período generalizado de seca, que compromete os reservatórios das hidrelétricas e por variações imprevisíveis de geradores renováveis intermitentes; este último é um fenômeno relativamente novo no caso do Brasil, pois a produção de energia eólica só se tornou mais expressiva a partir de 2014. Atualmente, são esperados acréscimos cada vez maiores de energia solar e eólica, uma tendência que vem sendo confirmada pelos leilões de energia dos últimos anos.

No Brasil, as usinas térmicas complementares foram projetadas para desempenhar o papel de *backup system* das usinas que despacham na base. A ordem de despacho destas usinas ocorre da mais barata para a mais cara, por este motivo, quanto maior a parcela da carga coberta pelas térmicas complementares, maior será o custo para manter o sistema funcionando (REZENDE, 2008).

No Mercado de Curto Prazo entram as usinas, geralmente térmicas flexíveis, que foram acionadas pelo ONS para promover o equilíbrio entre oferta e demanda. Esses desequilíbrios podem ser resultado de flutuações não previstas da demanda, por falhas técnicas do lado da oferta, e por variações imprevisíveis de geradores renováveis intermitentes. Este último é um fenômeno relativamente no caso do Brasil, pois a produção de energia eólica só se tornou mais expressiva a partir de 2014. Atualmente, são esperados acréscimos cada vez maiores de energia solar e eólica, uma tendência que vem sendo confirmada pelos leilões de energia dos últimos anos.

### **3.2.2. Mecanismo de Realocação de Energia**

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), foi instituído pelo Decreto n. 2.655/1998, com a finalidade de compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidrelétricas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS (CCEE, 2018). É um artifício contábil e financeiro, com abrangência nacional, que visa ao compartilhamento cooperativo dos riscos hidrológicos

relativos à geração hidráulica. A participação no MRE é compulsória para as hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS e opcional para as PCHs.

A necessidade do MRE se impõe pela grande extensão territorial do País, no qual se verificam diferenças hidrológicas significativas entre os submercados. Dessa forma, um período de seca em uma determinada região pode ser amenizado por um período de chuvas em outra, assim, a energia produzida acima da média em uma região, pode ser transferida para outra (CCEE, s.d.; Tolmasquim, 2015).

Qualquer desequilíbrio no despacho das usinas hidrelétricas será liquidado dentro dos mecanismos de ajuste do MRE e quando a variação ultrapassar os limites de garantia física<sup>53</sup>. do SIN, o excedente e/ou a carência de energia serão compensados no Mercado de Curto Prazo, pelo Preço de Liquidação de Diferenças.

Como observado, o MRE mitiga o risco hidrológico transferindo excedentes de agentes superavitários, que geraram acima de sua GFE, para agentes deficitários, que geraram abaixo de suas GFE. Com o MRE, a receita dos geradores deixa de depender da energia efetivamente produzida por suas usinas, e passa a depender da energia assegurada da usina e da produção do conjunto de hidrelétricas do sistema, esse mecanismo reduz a exposição ao MCP.

### **3.3 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO DOS PROJETOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA: UMA ANÁLISE SOBRE OS ATIVOS ESPECÍFICOS**

Esta seção apresentará uma análise sobre os componentes dos investimentos em Usinas Hidrelétricas (UHE), Termelétricas a gás natural (UTE), Centrais Geradoras Eólicas (EOL) e Sistema de Transmissão. A metodologia de decomposição do investimento foi feita com base no documento “Projeto de P&D: Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente” desenvolvido por GESEL (2015). As categorias de investimento apresentadas pelo relatório foram sintetizadas na Tabela 8, na qual foram comparados os custos globais de investimento em geração de eletricidade.

---

<sup>53</sup> A Garantia Física de Energia, ou simplesmente Garantia Física, de um empreendimento de geração corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, que pode ser utilizado para comercialização de energia por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004a). A Garantia Física constitui uma métrica importante para a programação da oferta do sistema, em que define a quantidade máxima de energia que uma usina pode comercializar.

As categorias do investimento apresentadas por GESEL (2015) são apenas uma estimativa, uma vez que cada empreendimento de geração apresenta atributos particulares. A mesma metodologia não pôde ser replicada no caso do Sistema de Transmissão, pois os projetos dessa área são amplamente afetados pelas características de cada projeto, que serão descritas na seção 3.3.4. Custos de implantação do sistema de transmissão. A decomposição dos investimentos foi aplicada com o objetivo de realizar uma análise qualitativa e comparativa do grau de especificidade dos ativos do setor, de acordo com os trabalhos de Williamson (1985) e Joskow (2008).

O segmento de geração é muito versátil, no que diz respeito à capacidade de transformar diferentes tipos energia potencial (cinética, mecânica e térmica, por exemplo) em energia elétrica, um produto/serviço homogêneo. Essas diferenças também se manifestam na escala de produção das usinas, na composição dos custos para construção de cada unidade geradora, nos custos operacionais e marginais etc. Mesmo assim, os custos para a construção de uma planta produtora de eletricidade podem ser representados, de forma mais genérica, por custos globais de implantação, que apresentam diferenças, maiores ou menores, entre os empreendimentos.

O sistema de transmissão de energia elétrica é um monopólio natural, que apresenta elevados *sunk costs*, economias de escala e longo prazo de maturação dos investimentos (SILVA, 2007; WILSON, 2002). É interessante analisar o custo de implantação do sistema de transmissão, juntamente com os custos de investimento da geração em decorrência da complementaridade dos dois segmentos. A relação entre a escala das usinas de eletricidade e os custos de construção das linhas de transmissão, por exemplo, podem inviabilizar a implantação de uma usina.

Por serem empreendimentos de base tecnológica completamente diferentes, a análise dos custos gerais da transmissão será contemplada apenas na seção “3.3.4. Custos de implantação do sistema de transmissão”. Para avaliar os custos de cada empreendimento, optou-se por caracterizar o custo de implantação como quociente entre o investimento total e a potência instalada em kW, sendo expresso em R\$/kW. Os dados sobre investimentos estão relacionados aos empreendimentos vencedores de leilões entre os anos 2015 e 2018 (ANEEL, 2018b). Este recorte temporal foi escolhido para garantir uma maior uniformidade dos dados, uma vez que as inovações tecnológicas e o aumento do número de fornecedores de equipamentos tendem a provocar uma variação dos custos ao longo do tempo.



Como forma de analisar a composição dos investimentos na construção de usinas geradoras de eletricidade, foram classificados sete grupos de custos, cuja participação nos investimentos varia conforme o tipo de empreendimento. Como mostra a Tabela 8:

Tabela 8 – Custos globais de implantação por tipo de empreendimento

Custos Globais de Implantação	Tipo de Empreendimento		
	UHE	UTE	EOL
i. Custo de Projeto	3%	5%	5%
ii. Custos com Obras Civis	45%	muito baixo	muito baixo
iii. Custos com Equipamentos	25%	60%	60%
iv. Custos Ambientais	10%	5%	muito baixo
v. Custos com Instalação de Infraestrutura	2%	15%	15%
vi. Custos com Transmissão	7%	5%	7%
vii. Custos Financeiros	8%	10%	13%

Fonte: GESEL (2015). Elaboração própria.

O primeiro grupo reúne os **Custos de Projetos**, estão relacionados à elaboração dos projetos necessários para execução do empreendimento. Dentre eles, é necessário ressaltar: (i) o projeto de viabilidade técnica e econômica, com as análises preliminares que permitem verificar, previamente, se o investimento será rentável; (ii) os projetos básico e executivo de engenharia para detalhamento das obras civis, além de equipamentos necessários para a construção da usina; (iii) requisitos da licitação; (iv) os Estudos de Impacto Ambiental e Socioeconômico e o Relatório de Impacto ao Meio ambiente (EIA/RIMA), o projeto básico ambiental (PBA) e os levantamentos do “As Built”<sup>54</sup>. Esses custos são influenciados pelo porte do empreendimento (escala) e pelo preço futuro da energia no mercado. Esses custos são comuns aos três tipos básicos de empreendimentos analisados, mas as usinas hidrelétricas e eólicas possuem algumas diferenças. Para o caso da energia eólica, a fase de projeto requer profundo conhecimento sobre o regime de ventos e o relevo da região onde a usina será instalada. Algo semelhante ocorre em relação às hidrelétricas, que dependem de estudos sobre a vazão dos rios, regime de chuvas e possibilidade da formação de reservatórios.

O segundo grupo de custos reúne os **Custos com Obras Civis**, são gastos com o empreiteiro principal, bem como os contratados que irão trabalhar diretamente na execução das obras civis principais e complementares. Nas usinas hidrelétricas, as construções do

<sup>54</sup> São os levantamentos e os posicionamentos antes e durante a instalação ou construção de um empreendimento. Serve para registrar todas as alterações ocorridas em uma obra e vai ganhando revisões na medida em que o projeto vai sendo modificado. A última revisão do documento leva o nome de “As Built”, indicando que o desenho está de acordo com o projeto, em outros termos, “como construído”.

reservatório, das barragens, além dos desvios do rio de seu leito natural também têm impacto significativo sobre a obra.

O terceiro grupo engloba os **Custos com Equipamentos**. São os desembolsos relacionados com o fornecimento dos equipamentos eletromecânicos, testes em modelos reduzidos, assim como a aquisição de equipamentos adicionais e complementares ao empreendimento. Nas hidrelétricas destacam-se as turbinas, geradores, transformadores, também as comportas; os aerogeradores representam o maior custo na construção de um parque eólico; já para as termelétricas, os principais componentes são a turbina (a gás ou vapor), motores a combustão, gerador de energia elétrica, caldeira, equipamentos auxiliares (transformadores, disjuntores, proteção) etc.

O quarto grupo é representado pelos **Custos Ambientais**. Esses custos representam um componente especial para as usinas hidrelétricas, pois além de aumentar os custos, podem ter impacto no cronograma da obra, causando atrasos não previstos na conclusão do empreendimento. Os custos ambientais compreendem a aquisição de áreas urbanas e rurais necessárias para implantar o canteiro de obras e formar os reservatórios; custos com realocação de pessoas afetadas pela obra, bem como o funcionamento da usina; licenciamentos e programas ambientais definidos pelo EIA/RIMA antes do processo de licitação ou decorrentes de exigências legais surgidas durante o processo de construção. Os custos ambientais são de difícil previsão, pois dependem do nível de complexidade do empreendimento, eles podem variar muito de um projeto para outro, dependendo da localização. As termelétricas são pontuadas como empreendimentos poluidores, especialmente pela emissão de gases poluentes. O grau de poluição varia de acordo com o combustível empregado (carvão mineral, derivados do petróleo ou biomassa), contudo, o gás natural é considerado um combustível de queima limpa, particularmente quando usado em turbinas a gás com ciclo combinado de alta eficiência (TOLMASQUIM M. , 2016). Dependendo do combustível, haverá necessidade de medidas atenuadoras da poluição, o que aumentará os custos do empreendimento. A regulamentação ambiental poderá inviabilizar a implantação de determinados empreendimentos, térmicos ou hidráulicos, no primeiro caso, por conta dos limites de emissões e no segundo, pela formação dos reservatórios.

O quinto grupo é formado pelos **Custos com Instalação da Infraestrutura**. São os custos com obras que viabilizarão a construção das usinas. Englobam formação e instalação da infraestrutura necessária para início das obras, como a construção de estradas de acesso, alojamentos, fornecimento provisório de energia elétrica, escritórios de apoio etc. As

termelétricas a gás natural são empreendimentos de menor porte e construção mais rápida e simples, no entanto, dependem da existência de gasodutos para fornecimento do gás natural.

O grupo seis trata dos **Custos com Transmissão**, que afetam todos os geradores em geração centralizada. As usinas precisam disponibilizar o aparato que possibilite a ligação com o sistema de transmissão, mas não são obrigadas a construir as linhas de transmissão. As usinas hidrelétricas e eólicas não possuem flexibilidade quanto à localização, devem ser construídas onde houver o recurso disponível e as condições técnicas para construí-las. As usinas térmicas, de um modo geral, não estão limitadas à reserva do recurso, é claro que elas dependem que o combustível seja entregue de alguma forma, mas não estão presas a uma determinada localidade, podendo, inclusive, ser construída próxima aos centros de consumo.

Essa característica favoreceu a formação do SIN, pois como a hidrelétrica só pode ser construída onde o recurso estava disponível, as usinas, em sua maioria foram construídas em locais distantes dos centros de consumo, o que condicionou a construção de extensas linhas de transmissão conectando geradores e centros de consumo. Outro fator, foi a possibilidade de construir empreendimentos de grande porte, que diminui o impacto do custo da formação de linhas de transmissão mais extensas. Um problema existente em aumentar a capilaridade dos empreendimentos de geração, em geração centralizada, é que se aumenta muito os custos com a expansão do sistema de transmissão.

Por último, o grupo sete, dos **Custos Financeiros**, relaciona os custos com o financiamento e maturação dos empreendimentos. Os empreendimentos de geração possuem um *CAPEX* elevado, com isso a maturação lenta dos investimentos acarreta um nível de risco considerável, de que a rentabilidade efetiva do projeto, se afaste da rentabilidade planejada, o que eleva os custos com financiamento. Existem ainda, na fase de construção, custos com tributos, taxas e contribuições (nos âmbitos Federal, Estadual e Municipal), os juros, assim como os encargos financeiros decorrentes de empréstimos bancários.

Além do valor dos investimentos, o empreendedor usa como critério de decisão o tempo de vida útil do empreendimento, o fator de capacidade da usina, os custos com operação e manutenção (que não serão tratados neste trabalho), a taxa de crescimento do mercado e a estabilidade político-econômica (institucional) do país. A Tabela 9 apresenta dados sobre os custos e desempenho das unidades geradoras:

Tabela 9 – Dados aproximados de custo e desempenho

Usina	Custo em R\$/kW Instalado	Custo com Combustíveis	Fator de Capacidade Médio (%)	Vida Útil (anos)
UHE	R\$ 6.356,99	Não	60%	50
UTE - Gás Natural	R\$ 2.705,41	Sim	85%	25
EOL	R\$ 5.056,07	Não	50%	20

Fonte: GESEL (2015); ANEEL – Resultado de Leilões (2018b). Elaboração própria.

Os dados sobre “Custos em R\$/kW Instalado” foram obtidos através das médias dos investimentos previstos em R\$/kW dos leilões de energia que ocorreram entre 2015 e 2018. As UHEs e EOLs não apresentam custos com combustíveis, por isso apresentam custos marginais mais baixos, já as UTEs a gás natural, precisam comprar este combustível, o que eleva substancialmente seus custos marginais. O fator de capacidade (medido em percentual - %) expressa a relação entre a média da geração verificada em determinado período e a potência instalada. Em decorrência do regime de ventos no Brasil, especialmente na região Nordeste, o fator de capacidade médio das EOLs, 50%, tem sido superior ao da média internacional, de cerca de 27% (PUC-RIO, ?; ONS, 2018). O fator de capacidade médio das hidrelétricas está intimamente ligado à sazonalidade das afluições dos rios e regularização do nível dos reservatórios. É importante salientar que o despacho coordenado de geração hidrelétrica pode potencializar o fator de capacidade médio. As UTEs, a gás natural, estão entre as usinas que apresentam maior fator de capacidade, fora as paradas técnicas programadas para manutenção, as termelétricas não são influenciadas por fatores randômicos e sazonais, como regime de ventos e chuvas, a previsibilidade e a constância do abastecimento de gás, permitem que um maior aproveitamento da potência instalada.

### 3.3.1. Custo de implantação de usinas hidrelétricas

As obras de uma usina hidrelétrica incluem o desvio do curso do rio e a formação do reservatório. O planejamento de construção da usina leva em conta: (i) a fase de análise de viabilidade técnica e econômica; (ii) projetos de engenharia, bem como de impactos ambientais, sociais, além dos econômicos na região; (iii) licenciamento ambiental; e (iv) construção (CCEE, 2018d; EPE; MME, 2017). Quando o projeto da implantação de UHE interfere diretamente em terras indígenas, a viabilidade do projeto pode ser comprometida, ocorrendo atrasos no planejamento de instalação da nova capacidade (EPE; MME, 2017).

A duração média para a construção de uma usina hidrelétrica é de cerca de 40 meses, podendo durar entre 30 e 72 meses, desconsiderando interrupções no cronograma de

implantação do projeto. Os investimentos são elevados e de longo prazo, referente à maturação, o que requer previsibilidade em sua execução. Mas atualmente, o cenário socioambiental se mostra desfavorável a esse tipo de empreendimento e os atrasos têm sido grandes. Apesar do potencial a ser explorado, questões ambientais e de demarcação de terras indígenas dificultam a implantação dos projetos. A Tabela 10 apresenta os custos de implantação de uma UHE típica:

Tabela 10 – Decomposição dos custos de construção de uma UHE típica

<b>Custos de construção de uma UHE</b>	<b>Participação no Custo Total (%)</b>	<b>Custo em R\$/kW</b>
i. Projeto	3%	R\$ 190,71
ii. Obras Civis	45%	R\$ 2.860,64
iii. Equipamentos	25%	R\$ 1.589,25
iv. Custos Ambientais	10%	R\$ 635,70
v. Instalação da infraestrutura	2%	R\$ 127,14
vi. Transmissão	7%	R\$ 444,99
vii. Financeiros	8%	R\$ 508,56
<b>Total*</b>	<b>100%</b>	<b>R\$ 6.356,99</b>

\*O custo total (R\$ 6.356,99) é uma média extraída da Tabela 9.

Fonte: GESEL (2015); ANEEL – Resultado de Leilões (2018b).

Elaboração própria.

A construção das UHEs são projetos de grande porte, uma vez que envolvem a construção da barragem, responsável por reter a vazão do rio para criar a carga hidráulica; do vertedouro, responsável por escoar a água em excesso que não será turbinada; da casa de força, com a função de abrigar as turbinas e geradores, bem como o canal de fuga, canal pelo qual se restitui a água ao leito natural do rio após ser turbinada. É importante observar que os custos com Obras Civis, como construção da barragem e do vertedouro, absorvem quase metade dos investimentos. Os custos com projetos e instalação de infraestrutura são as menores parcelas do investimento e os custos ambientais representam um décimo do valor. São empreendimentos de elevados *sunk costs*, apresentam especificidade de localização e são ativos dedicados (Williamson, 1958), pois dependem da instalação de linhas de transmissão para escoamento da produção.

### 3.3.2. Custo de implantação de usinas termelétricas

As termelétricas utilizam diferentes combustíveis em seus processos de acionamento, como por exemplo, carvão mineral, gás natural, biomassa, petróleo etc. Por isso, os custos de implantação das usinas térmicas devem variar de acordo com o tipo de projeto e combustível empregado. Neste trabalho, apenas as termelétricas a gás natural são analisadas.

Em comparação com as UHEs, as térmicas apresentam custos menores de investimento por kW instalado, tempo de construção reduzido, além de *sunk costs* mais baixos. No entanto, oferecem a desvantagem de apresentar custos operacionais maiores, devido à importação do combustível, que está atrelado ao dólar, também, os custos de manutenção são maiores e a vida útil menor, de 25 anos, contra 50 das UHEs (TOLMASQUIM M. , 2016). A Tabela 11 apresenta a decomposição de uma termelétrica típica a gás natural:

Tabela 11 – Decomposição dos custos de uma UTE a gás natural

Custos de construção de uma UTE- Gás Natural	Participação no Custo Total (%)	Custo em R\$/kW
i. Projeto	5%	R\$ 135,27
ii. Instalação da infraestrutura	15%	R\$ 405,81
iii. Equipamentos	60%	R\$ 1.623,25
iv. Custos Ambientais	5%	R\$ 135,27
v. Transmissão	5%	R\$ 135,27
vi. Financeiros	10%	R\$ 270,54
<b>Total*</b>	<b>100%</b>	<b>R\$ 2.705,41</b>

\*O custo total (R\$ 2.705,41) é uma média extraída da Tabela 9  
 Fonte: GESEL (2015); ANEEL – Resultado de Leilões (2018b).  
 Elaboração própria.

No caso da implantação de UTEs, a maior parcela dos investimentos se destina à aquisição dos equipamentos, 60% do total, por outro lado, os custos com instalação de infraestrutura são bem menores, da ordem de 15%. As características do empreendimento reduzem o grau de irreversibilidade dos investimentos.

### 3.3.3 Custo de implantação de centrais geradoras eólicas

A redução dos custos e melhoria da eficiência dos equipamentos de geração eólica impulsionaram a implantação dessas usinas no Brasil e no mundo. Várias políticas de incentivo à inserção de energias renováveis, como o Proinfa, corroboraram com a fase de amadurecimento tecnológico.

A principal barreira econômica à expansão das usinas eólicas está associada ao seu caráter inerentemente inconstante, fruto de fenômenos meteorológicos de difícil previsão. Todavia, no caso brasileiro, essa característica é atenuada pelo fator de capacidade muito mais elevado que a média internacional. Em regiões como o Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, o fator de capacidade eólico pode ultrapassar 45%, chegando a 50%, contra 27% da média mundial (PUC-RIO, ?; ONS, 2018). Mesmo assim, a inserção de energia eólica requer a implantação de um *backup system* robusto, o que encarece, mesmo que indiretamente,

os custos de operação dessas usinas. A Tabela 12 apresenta a decomposição dos custos de implantação da energia eólica:

Tabela 12 – Decomposição dos custos de uma EOL

<b>Custos de construção de uma EOL</b>	<b>Participação no Custo Total (%)</b>	<b>Custo em R\$/kW</b>
i. Projeto	5%	R\$ 252,80
ii. Instalação da infraestrutura	15%	R\$ 758,41
iii. Equipamentos	60%	R\$ 3.033,64
iv. Financiamento	13%	R\$ 657,29
v. Transmissão	7%	R\$ 353,92
<b>Total*</b>	<b>100%</b>	<b>R\$ 5.056,07</b>

\*O custo total (R\$ 5.056,07) é uma média extraída da Tabela 9  
 Fonte: GESEL (2015); ANEEL – Resultado de Leilões (2018b).  
 Elaboração própria.

Os custos de implantação da usina eólica por kW são maiores que os custos das UTEs e menores que as UHEs. A maior parte dos custos está relacionada à aquisição dos equipamentos, que representa 60% do total dos investimentos. Os custos ambientais são muito baixos, ao passo que os empreendimentos hidrelétricos despendem 10% e os termelétricos, 5% dos custos por kW instalado.

### 3.3.4. Custos de implantação do sistema de transmissão

A transmissão de energia elétrica é chamada de Sistema de Transmissão por agregar três componentes principais: as torres de transmissão, os cabos e as subestações. Os projetos para implantação destes sistemas são bastante complexos, do ponto de vista técnico. Para atender ao objetivo de analisar o grau de especificidade dos ativos, os custos de implantação do sistema de transmissão foram divididos em seis tipos principais: (i) projetos; (ii) componentes e equipamentos; (iii) aquisição de terrenos e faixa de passagem; (iv) obras civis e montagem; (v) financeiros; e (vi) ambientais. A implantação da transmissão de energia é dividida, ainda, em custos com as linhas de transmissão, bem como com a construção das subestações. Na fase que antecede a instalação do sistema, existem os custos com análise de viabilidade econômico-financeira e de viabilidade técnica, além dos custos com os Estudos de Impacto Ambiental e Socioeconômico, também há o Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (EIA / RIMA), além do Projeto Básico Ambiental (PBA).

Os custos com projeto dependem da extensão de terras que as linhas de transmissão deverão cobrir e da complexidade do terreno. Este último item compreende trechos em serra, travessia de rios, travessia de florestas preservadas, percursos acidentados e com mudança de

direção, o que é muito comum no Brasil. As características do terreno vão orientar a escolha do tipo de torre, as técnicas de lançamento dos cabos e o dimensionamento das fundações para instalação das torres.

Nos custos dos componentes e equipamentos estão:

- Formação das linhas de transmissão, que compreendem os custos com aquisição, seguro, bem como transporte das torres, ferragens em geral, cabos condutores e cabos de guarda, cadeias de isoladores, capacitores, além dos reatores;
- Subestações, formadas por transformadores de potência (componente de maior custo), transformadores de corrente e de potencial, chaves seccionadas, disjuntores, também a casa de controle, que reúne a central de comando da subestação, com dispositivos de segurança para o caso de sobrecarga e *blackouts*.

Na rubrica dos custos com terrenos e faixas de passagem, as subestações demandam a aquisição do terreno para uso exclusivo, com acesso terminantemente proibido a terceiros, por questões referentes à segurança das pessoas e das instalações. Para a instalação das linhas de transmissão existem duas modalidades de aquisição do terreno, uma implica na aquisição do terreno no qual não pode haver uso compartilhado da terra, sendo proibido o acesso de terceiros. Mas na maioria dos casos, o uso do terreno, que está sob os cabos condutores, pode ser compartilhado com a criação de gado ou plantações de baixa estatura, o que recebe o nome de faixa de passagem ou servidão.

Para as obras civis e de montagem, as linhas de transmissão demandam custos menores, que estão relacionados à fundação e à preparação da faixa de passagem. Também incluem as obras civis correspondentes ao trabalho de fundação para assentamento das torres, a montagem em campo, bem como o lançamento e estiramento dos cabos. Os custos das obras civis e referentes à montagem das subestações dependem da escala dos empreendimentos, incluem os custos com terraplanagem, fundação e montagem dos equipamentos. Os custos financeiros estão relacionados ao financiamento e maturação dos empreendimentos.

Os custos ambientais envolvem: (i) a compensação pelo desmatamento necessário à implantação da faixa de passagem; (ii) desvios de rota, quando a linha de transmissão não pode passar por determinados locais, com acréscimos de torres, cabos e subestações; (iii) implantação de torres anormalmente altas para passar sobre rios e regiões de mata preservada. Os custos da



implantação dos sistemas de transmissão dependem de condições muito específicas do terreno e da extensão do projeto, o que dificulta estabelecer uma tabela com a participação de cada custo no projeto todo.

### **3.3.5. Ativos específicos e UHE, UTE, EOL e Sistema de Transmissão**

Os ativos específicos são definidos como a incorporação de *sunk investments* de natureza também específica, com custo de oportunidade muito baixo ou nulo. Na indústria de eletricidade do Brasil, a formação de ativos específicos pode se materializar por meio dos investimentos: (i) da aquisição de máquinas e equipamentos dedicados para as usinas, sistemas de transmissão e de distribuição; (ii) do capital humano que se aprimorou ao longo do tempo por meio de processos de aprendizagem e acumulou experiências, conhecimentos, além de habilidades; (iii) da própria construção das plantas de geração, transmissão bem como distribuição; e (iv) na construção de um sistema interligado em nível regional ou nacional. Portanto, o grau de especificidade do ativo (padronizado, misto ou específico) depende da capacidade de dissociação ou irreversibilidade do que foi investido.

Neste trabalho, as unidades geradoras classificadas como UHE, EOL, UTE a gás natural e o Sistema de Transmissão foram tratados como os ativos do setor de energia elétrica, mesmo que esses ativos sejam compostos por vários outros componentes. O objetivo é analisar fatores como as condições geoclimáticas, a aquisição de equipamentos, o processo de construção da planta e o *know-how* do capital humano que corroboram para aumentar o caráter afundado (*sunk*) dos investimentos para construção desses ativos. O Quadro 4 está dividido em duas partes, a primeira (I) traz uma relação entre os ativos do setor elétrico e os fatores que influenciam no grau de especificidade desses ativos. Na segunda parte (II) são apresentados os ativos específicos, segundo Williamson (1985), e o grau de especificidade dos ativos, os quais podem variar de baixo a muito elevado.

Quadro 4 – Efeito de cada fator na composição do investimento e grau de especificidade dos ativos

Ativo	Elementos que influenciam no grau de especificidade dos ativos				I
	Construção da Planta	Aquisição dos Equipamentos	Relação com o posicionamento geoclimático	Capital Humano	
Hidrelétrica	Elevado	Moderado	Muito Elevado	Elevado	I
Eólica	Baixo	Elevado	Muito Elevado	Moderado	
Termelétrica a Gás Natural	Baixo	Elevado	Baixo	Moderado	
Sistema de Transmissão	Elevado	Elevado	Muito Elevado	Elevado	

Ativo	Grau de especificidade dos ativos				II
	Especificidades de Localização ( <i>Site Specificity</i> )	Ativos Específicos Físicos	Ativos Dedicados	Capital Humano	
Hidrelétrica	Muito elevado	Elevado	Muito elevado	Elevado	II
Termelétrica a Gás Natural	Baixo	Moderado	Elevado	Moderado	
Eólica	Muito elevado	Elevado	Muito elevado	Moderado	
Sistema de Transmissão	Muito elevado	Elevado	Muito elevado	Elevado	

Fonte: Williamson (1985) e Joskow (2005). Elaboração própria.

Para a economia industrial, a planta produtiva representa o *locus* da produção, podendo ser um galpão industrial, por exemplo, mas o mais importante é a composição das máquinas e equipamentos da linha de produção. Entretanto, outras indústrias apresentam relação muito estreita com a planta, como as usinas hidrelétricas, onde as obras civis, de construção da barragem e da casa de máquina, ocupam cerca de 45% dos investimentos. O mesmo vale para o sistema de transmissão, no qual as edificações para assentamento das torres e subestações se confundem com a própria planta da firma. Nos dois casos, existe um grau de especificidade de localização bastante elevado, pois os empreendimentos são fixos, o que significa que os custos de deslocamento são inviáveis. As usinas eólicas e termelétricas apresentam uma relação menos estreita com a planta, mesmo porque, a maior proporção dos investimentos, cerca de 60%, está alocada nos equipamentos, que apesar de serem de uso dedicado, apresentam a possibilidade de serem transferidos para outros locais.

No setor elétrico, as máquinas e equipamentos são de uso dedicado, sem valor de uso alternativo, estão associados aos ativos específicos físicos. Contudo, o peso da aquisição de máquinas e equipamentos é diferente para cada tecnologia de produção de energia, bem como para a transmissão. Apresenta impacto moderado para as UHEs, e impacto elevado do Sistema de Transmissão, para as UHEs e EOLs.

Como observado no Capítulo 02, a forte presença da hidreletricidade como fonte base do setor elétrico brasileiro remete às questões da ordem de dificuldades econômicas, restrições técnicas para exploração de combustíveis fósseis, em que os custos da exploração de termelétrica, em comparação com os custos de formar um sistema hidrelétrico podem ser apontados como a principal razão para a orientação dos investimentos. Com isso, o sistema de transmissão cresceu acompanhando a construção de UHEs com reservatório por todo território nacional.

O Brasil desenvolveu um capital humano altamente qualificado para a construção de usinas hidrelétricas com reservatório, como as usinas de Marimbondo (SP/1975 – 1,44 GW), Itaipu (PR/1989 – 14 GW) e Tucuruí (PA/1984 – 8 GW) (ANEEL, 2008), bem como na construção de um sistema de transmissão complexo em termos de extensão e nível de interconexões, a exemplo da Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus, que apresenta 1.826 Km, sete subestações novas, que tinha como obstáculos a construção da rede adaptada para locais de mata fechada, travessia de rios e dificuldade em seu acesso (ELETRONORTE, 2009). Portanto, o capital humano empregado na construção do SIN, relativos às UHEs e Sistemas de Transmissão, têm um peso relevante na composição dos ativos. A energia eólica e as termelétricas a gás natural também demandam conhecimento técnico muito específicos, mas a especificidade de capital humano neste caso, no Brasil, é bem menor.

O posicionamento geográfico é determinante na construção de UHEs e EOLs, que só podem ser instaladas onde houver disponibilidade do recurso e condições geoclimáticas que viabilizem a construção dos empreendimentos, aumentando as especificidades de localização. As UTEs não apresentam a mesma relação de dependência com o recurso primário, podem ser construídas nas proximidades das reservas de gás natural, ou havendo disponibilidade de gasodutos e podem se localizar próximas aos centros de carga (consumo). O Sistema de Transmissão, ao ligar geração e consumo (rede de distribuição) se molda às condições do terreno. A transmissão não depende de condições geoclimáticas, como as hidrelétricas e usinas eólicas, mas é profundamente influenciada por elas, razão pela qual, também representa um ativo específico de localização.

Na geração centralizada<sup>55</sup>, o caráter de monopólio natural do sistema de transmissão e as características de (i) não estocabilidade, e (ii) obrigação de manter o equilíbrio entre oferta e

---

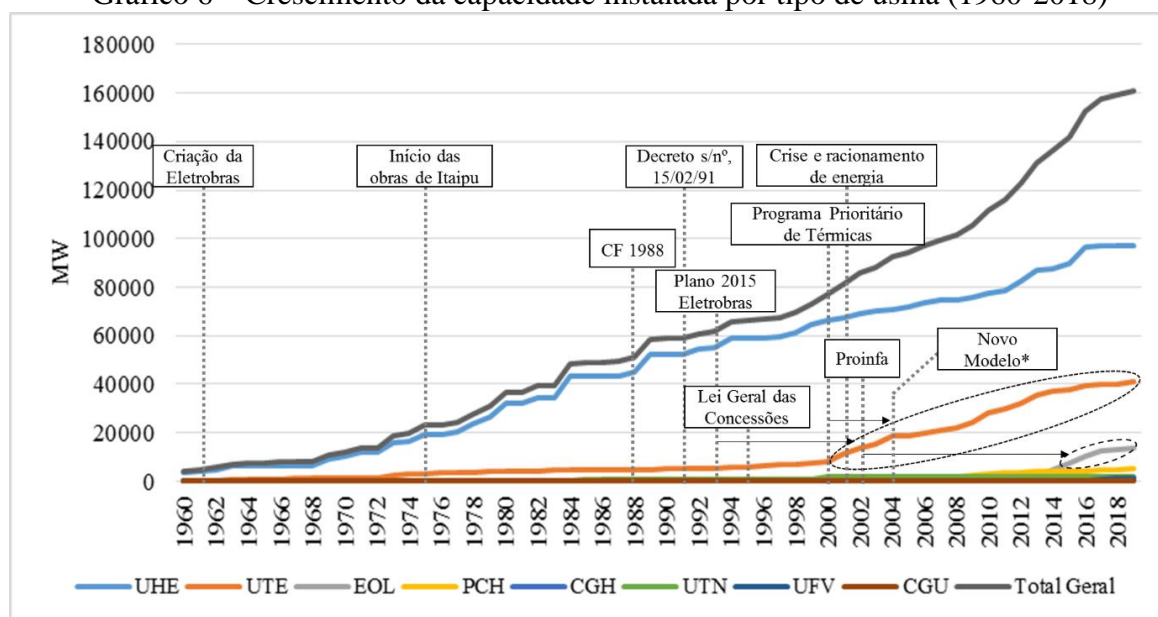
<sup>55</sup> Ver seção 2.1. Características do setor elétrico e o processo de desverticalização.

demanda em tempo real implicam na indivisibilidade desta indústria, tal fator eleva o grau da especificidade de localização de todos os ativos do setor elétrico. O conjunto de características esboçadas no Quadro 4.I implica que os ativos de geração e transmissão são ativos dedicados, pois a capacidade produtiva de cada um é dimensionada para atender exclusivamente à demanda que chega aos geradores por meio do sistema de transmissão.

### 3.4 MUDANÇAS NA COMPOSIÇÃO DO SEGMENTO DE GERAÇÃO

Até meados da década de 1990 o crescimento das UHEs acompanhou o perfil de crescimento da capacidade instalada total de energia elétrica no Brasil, mas esta tendência acabou se revertendo a partir dos anos 2000, quando houve um crescimento mais acentuado das termelétricas e a partir de 2014, uma entrada mais expressiva das centrais eólicas. O Gráfico 6 apresenta o crescimento da capacidade instalada por fonte, entre 1960 e 2018, também foram marcados eventos importantes que tiveram impacto sobre a composição do *mix* de geração.

Gráfico 6 – Crescimento da capacidade instalada por tipo de usina (1960-2018)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

Já no início da década de 1990, a Eletrobras havia elaborado o Plano 2015, um estudo voltado para o planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil, entre 1993 e 2015. Os estudos apontavam que o atendimento da demanda futura deveria ocorrer, principalmente, por meio da construção de UHEs na região Norte, mas, caso este plano não se concretizasse até 2005, o Brasil deveria ampliar a oferta de geração pelo investimento em termelétricas a gás natural. Já no final dos anos 1990, a ampliação do parque gerador não se concretizou e o plano de investimentos em termelétricas foi adiantado. A queda dos

investimentos em UHEs tem suas raízes em indefinições de ordem jurídica que surgiram com a promulgação da Constituição Federativa de 1988 e em questões de cunho socioambientais, que em 2018, parecem estar distantes de uma solução.

A Constituição de 1988 determinava que a concessão de serviços públicos deveria ocorrer através de licitações, no entanto, havia a necessidade de regulamentar os artigos que versavam sobre as concessões para exploração do serviço público de energia, especialmente a expansão dos segmentos de geração e transmissão, o que veio a ocorrer apenas em 1995, com a promulgação da Lei Geral de Concessões, depois de um longo e intenso debate no Congresso Nacional. Este intervalo de sete anos entre a promulgação da CF e da Lei Geral de Concessões provocou o cancelamento de 19 GW em aproveitamentos hidrelétricos já contratados, cuja construção não havia começado (LEITE, 2014), o que foi confirmado pelo Decreto s/n./1991. O problema é que não havia base legal para resguardar os investimentos, gerando insegurança jurídica para a celebração de contratos de concessão.

A redução dos investimentos no setor elétrico (em parte, por falta de regulamentação) em conjunto com o crescimento da demanda de energia na segunda metade da década de 1990 levaram à crise de 2001. Para tentar conter a crise que se avizinhava, o governo FHC lançou no 2000, o Programa Prioritário de Termelétricas, que garantia aos novos empreendimentos termelétricos acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários do Setor Elétrico, financiado pelo BNDES, o que estimulou a entrada de 10 GW de capacidade instalada de termelétricas entre 2001 e 2004.

O texto da CF também traz questões de cunho socioambientais. O Art. 231 resguarda aos povos indígenas o direito de demarcação e proteção de suas terras, considerando-as inalienáveis, indisponíveis e o direito sobre elas é imprescritíveis. Contudo, o texto é muito vago, pois não determina critérios para a definição geográfica dos limites das terras indígenas e não estabelece um prazo para que essa demarcação ocorra. A questão que se discute aqui, não é a pertinência da demarcação de terras indígenas, mas a indefinição dos critérios para fazê-lo, com isso, nem ocorre a efetiva demarcação, que daria segurança jurídica aos povos indígenas, nem é possível realizar um planejamento mais efetivo para a construção dos empreendimentos de geração e transmissão na região, principalmente no Norte.

Da mesma forma, ainda persistem dificuldades quanto à questão ambiental, pois a CF estabelece que empreendimentos com atividades potencialmente poluidoras, como as atividades do setor elétrico, devem passar por uma avaliação de possíveis impactos ao meio ambiente para obtenção de licenças ambientais. A ineficiência da atuação dos órgãos de defesa

do meio ambiente é responsável por atrasos na liberação das licenças ambientais. A obtenção da licença final (Licença de Operação) apresenta um atraso médio de 6,5 anos. Este fator é mais um agravante, pois o processo de contratação de novos empreendimentos de geração ocorre por meio de leilões de energia, que vem com um prazo pré-determinado entre 15 a 30 anos, e o processo de obtenção das licenças ambientais só ocorre após os leilões, e os atrasos no licenciamento ambiental podem reduzir o tempo que as empresas teriam para aproveitar o empreendimento em operação.

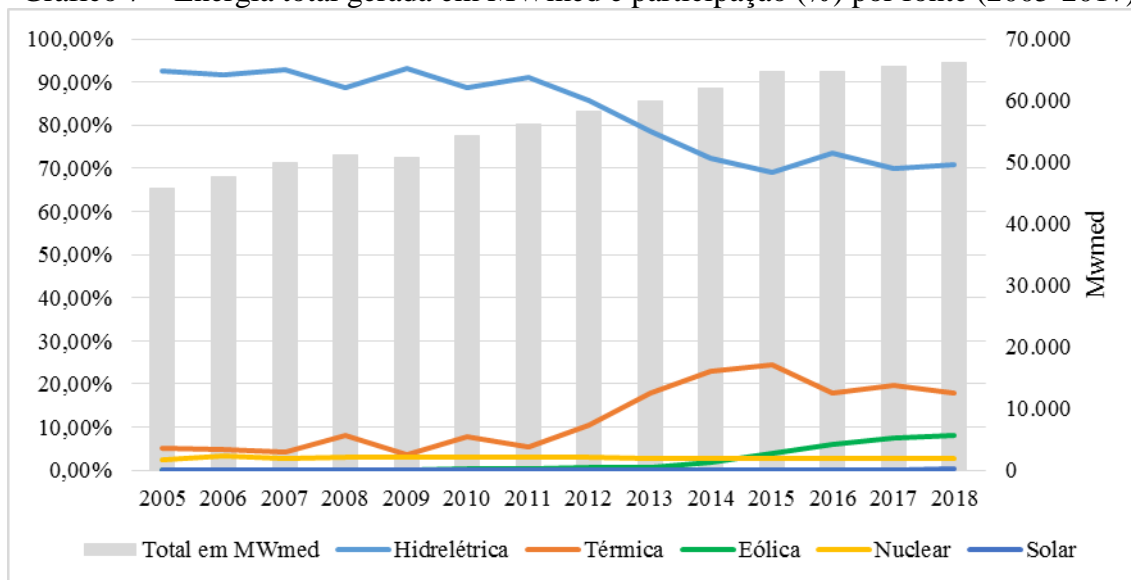
A inserção de energias renováveis, em especial da energia eólica, recebeu incentivos especiais, começando com o Proinfa (Lei n. 10.438/2002), apontado como uma ferramenta importante que incentivou o crescimento da energia eólica no Brasil. Ao subsidiar as primeiras usinas, o programa permitiu um aprendizado quanto à construção, financiamento e operação dos empreendimentos. Posteriormente, os leilões de fontes alternativas<sup>56</sup> foram instituídos com o objetivo promover a participação de fontes renováveis (eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas) no Brasil. Como resultado, houve o crescimento da energia eólica e mais recentemente, da energia solar. A tendência de contratação de fontes renováveis fica patente nos leilões de energia realizados, principalmente a partir de 2013, com a forte participação de energia eólica e solar entre as propostas vencedoras.

Além da capacidade instalada, é importante verificar a energia gerada ao longo do tempo. A capacidade instalada, ou potência, implica na capacidade máxima de produção de energia elétrica de uma usina, no entanto, cada fonte e cada tecnologia de exploração apresentam seus próprios limites quanto à produção de energia. Outro ponto importante no caso brasileiro é quanto à prioridade de despacho de energia, que não ocorre em função do preço, mas está relacionado à segurança do abastecimento a longo prazo. O Gráfico 7 apresentar (i) a energia gerada equivalente total no SIN em MWmed (gráfico em barras); e (ii) a participação percentual de cada tipo de usina (gráfico em linhas) entre 2005 e 2017:

---

<sup>56</sup> O leilão de fontes alternativas foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (CCEE, 2018a).

Gráfico 7 – Energia total gerada em MWmed e participação (%) por fonte (2005-2017)



Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

É possível verificar que houve um aumento na produção total de energia e que a participação da energia hidráulica se reduziu ao longo do tempo. Isso ocorre por dois motivos. Primeiro, pela própria redução da capacidade instalada e pelo aumento das energias eólica (não despachável) e termelétrica. Em segundo lugar, a composição do despacho é profundamente afetada pelo nível dos reservatórios e do ciclo pluviométrico. A partir de 2012 houve um período de vários anos consecutivos de hidrologia desfavorável, o que levou ao esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas e acionamento maciço de térmicas. A energia hidrelétrica, que chegou a ser responsável por até 92% da energia gerada no SIN, chegou ao patamar de 68% de participação em 2015. A partir de 2012 percebe-se uma tendência de redução do despacho hidrelétrico e aumento da geração térmica, que chegou a gerar 24% da energia consumida no SIN em 2015, ante 5% em 2009. O aumento da geração eólica corresponde ao aumento da inserção desse tipo de energia na matriz brasileira. A geração nuclear se mantém estável ao longo do tempo, pois se trata de uma usina inflexível e a energia solar aparece, mesmo que marginalmente, nos anos de 2015, 2016 e 2017.

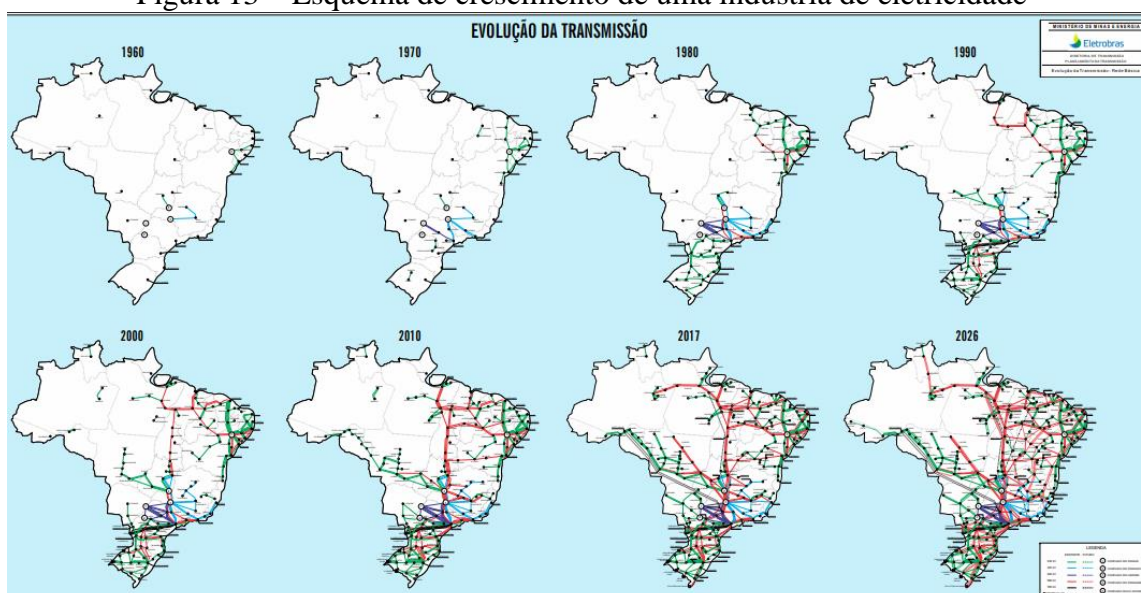
Portanto, (i) o conjunto de indefinições jurídicas iniciados com a Constituição Federativa de 1988, (ii) os incentivos à contratação de termelétricas e renováveis e (iii) a classificação das UHEs (principalmente daquelas com reservatório) como atividade que causa danos socioambientais são as causas da mudança do *mix* de geração no Brasil.

### 3.3.1. REFORMAS DO MODELO INSTITUCIONAL E ESTRUTURA DE GOVERNANÇA

Williamson (1985) apontou três características principais como balizadoras da governança institucional: o grau de especificidade dos ativos, a incerteza e a frequência das transações, ao que ele chamou de *critical dimensions*. Partindo desses conceitos, já trabalhados no Capítulo 01, esta seção pretende analisar as reformas institucionais do setor elétrico brasileiro de 1995 e 2004, dentro da perspectiva dessas três características.

A Figura 13 apresenta o processo de crescimento dos sistemas de transmissão no Brasil, a figura é formada por seis mapas, que mostram a evolução do sistema de transmissão começando na década de 1960 até 2026, com empreendimentos existentes e planejados até aquele ano.

Figura 13 – Esquema de crescimento de uma indústria de eletricidade



Fonte: Eletrobras (2018).

A indústria de eletricidade no Brasil começou com sistemas isolados, como resultado da exploração de hidrelétricas e termelétricas. Com o passar do tempo, os investimentos na geração hidrelétrica se intensificaram, com a construção de usinas comumente distantes dos centros de consumo. A partir dos anos 1960 começa um longo movimento de conexão dos sistemas isolados, quando, na década de 1970, a indústria de eletricidade começa a formar dois pequenos sistemas regionais, um no Nordeste e outro ligando nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Nos anos 1990, já existiam dois subsistemas formados, um no Norte/Nordeste e outro



entre Sul/Sudeste/Centro-Oeste, mas ainda persistiam limitações importantes para a transferência de grandes volumes de energia entre as regiões<sup>57</sup>.

No início dos anos 2000 já havia uma ligação entre os dois grandes subsistemas, esta conexão ganhou novas ramificações ao longo do tempo, deixando a rede mais densa e ampliando a cobertura do SIN. Atualmente, apenas Roraima, na região Norte, não está integrada ao sistema de transmissão nacional, a previsão é que isso aconteça até 2026. Ao longo do tempo, o sistema de transmissão do Brasil ganhou maturidade de rede, com o aumento do grau de conexão dentro da rede, propiciando a entrada, cada vez maior, de geradores e novos centros de consumo. O ganho de maturidade de rede pode ser observado, na Figura 13 e na Tabela 13, em que se observa, ao longo do tempo, a expansão da rede de transmissão e o aumento e diversificação das unidades geradoras.

No período analisado (1995 – 2018), o segmento de geração também cresceu em diversidade de agentes e de capacidade instalada. A Tabela 13 apresenta a capacidade instalada em MW e quantidade de usinas por tipo de gerador:

Tabela 13 – Capacidade instalada em MW e quantidade de usinas, por tipo de gerador

Tipo	1998		2004		2018		Sem Data	
	Quant.	MW	Quant.	MW	Quant.	MW	Quant.	MW
UHE	118	61.406,93	144	70.693,11	195	96.958,44	23	116,72
UTE	148	6.869,21	273	17.942,98	622	37.532,90	48	918,65
EOL	1	5,00	2	7,50	527	13.391,95	1	10,00
PCH	43	348,94	81	789,27	343	4.766,26	84	364,27
UTN	1	640,00	2	1.990,00	2	1.990,00	0	-
UFV	0	-	0	-	49	1.389,82	0	-
CGH	2	0,97	2	0,97	11	17,87	9	3,30
<b>Total</b>	<b>313</b>	<b>69.271,05</b>	<b>504</b>	<b>91.423,82</b>	<b>1749</b>	<b>156.047,24</b>	<b>165</b>	<b>1.412,94</b>

Para o propósito desta análise, foram desconsideradas as unidades geradoras enquadradas como Registro, pois se trata de um grande número de geradores, com baixíssima capacidade instalada, em geral, para consumo próprio, o que não contribuiria com a formação de um mercado liberalizado de energia. Em 2018 as unidades de geração classificadas como registro somavam 2,39% (ou 3,34 GW) do segmento de geração, mas totalizavam 5.232 unidades geradoras.

Fonte: ANEEL – Banco de Informação de Energia (2018a). Elaboração própria.

Ao final dos anos 1990, o Brasil possuía 313 empreendimentos de geração de energia, com 69,27 GW de potência instalada e o sistema de transmissão era formado por dois sistemas regionais, além dos sistemas isolados. Em 2004, eram 504 empreendimentos, com 91,42 GW

<sup>57</sup> O que ficou claro na crise de abastecimento de 2001, em que a região Sul apresentava superávit na geração hidrelétrica e não pode transferir os excedentes para as regiões deficitárias (D'ARAÚJO, 2009).

de potência e a formação do SIN estava mais consolidada, com a conexão entre as regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Em 2018 eram 1.749 empreendimentos, com 156,04 GW de potência, em um sistema de transmissão que atendia pouco mais de 98% da demanda de energia do país.

No intervalo de 23 anos, o Brasil multiplicou por cinco o número de geradores de energia das categorias de produção independente, autoprodução e serviço público, além de elevar o nível de integração do sistema de transmissão. O tamanho e a diversidade do segmento de geração, em conjunto com o crescimento e o elevado grau de interconexão do segmento de transmissão podem ser um indicador do aumento da frequência das transações. Assim, mesmo com a forte presença de ativos específicos no setor, o aumento da frequência das transações é uma condição suficiente para a transição de um monopólio estatal verticalmente integrado (ou governança hierárquica) e desenvolvimento de uma governança institucional híbrida.

Neste processo de expansão, a indústria de eletricidade brasileira passou por duas reformas institucionais importantes, deixando de ser um monopólio estatal, e migrando para estruturas de governança menos estritas. No entanto, a primeira leva de reformas (ocorridas a partir de 1995), que pretendia implantar um mercado livre, esbarrou em uma indústria pequena (relativamente ao que é hoje), com um sistema de transmissão pouco integrado e geração calcada na hidreletricidade, características que impunham restrições de ordem operativa. Na segunda agenda de reformas, iniciadas em 2004, o governo deu um passo atrás na questão da liberalização do mercado, contudo, criou ferramentas que facilitaram o crescimento dos segmentos de geração e transmissão.

A reforma do período FHC tinha quatro pilares principais: (i) a desverticalização, (ii) a abertura do mercado com ênfase nas privatizações, (iii) a competição nos segmentos de geração e comercialização (iv) e a garantia de livre acesso à transmissão. Outras mudanças previstas pela reforma eram a livre negociação dos preços, a formação de um mercado livre e o planejamento indicativo da expansão do setor elétrico. Essas mudanças são consideradas consistentes com aquelas realizadas nos anos 1980 em países de matriz termelétrica (GOLDENBERG; PRADO, 2003). Além do tamanho do mercado, havia os gargalos de uma matriz hidrelétrica, especialmente em relação ao planejamento do despacho de energia. Além disso, a reforma de 1998 recomendava abundância de oferta para atender ao mercado competitivo, contudo, essa diretriz contrastava com a falta de investimentos para expansão e diversificação do segmento de geração.

Num quadro como este, as especificidades de um sistema calcado na geração hidrelétrica se impõem. Nos sistemas hidrelétricos, existe uma interdependência temporal entre a decisão de despacho de energia no presente e o atendimento da demanda no futuro<sup>58</sup>. O despacho centralizado aproveita as complementaridades do parque gerador, e o otimiza, para garantir tanto a redução dos custos no presente e no futuro, quanto o próprio atendimento da carga.

A reforma de 1995, que previa a transição de mercado regulado para um mercado livre, deveria ter levado em conta uma série de fatores, como o tamanho do mercado (número de geradores e tamanho da rede de transmissão); o cancelamento recente de concessões para expansão da geração; a insegurança jurídica trazida pela promulgação da constituição em 1988; as peculiaridades do sistema hidrotérmico, como o tempo de construção das usinas hidrelétricas, a necessidade de formar um *backup system* e de antecipar o crescimento da demanda. Nesta ocasião, o Brasil tinha a maior experiência entre os grandes sistemas elétricos do mundo, em planejamento e operação de matriz de eletricidade basicamente hidráulica, com despacho centralizado e participação térmica atuando apenas em nível complementar (Leite, 2014). Essas questões se tornam ainda mais graves quando a indústria é pequena e trabalha no limite da demanda.

A reforma de 2004 alterou alguns elementos da reforma anterior. A competição na geração e na comercialização foi mantida, no entanto, o governo reduziu o ritmo das privatizações. O mercado atacadista foi extinto, e em seu lugar foram criados dois ambientes de contratação: (i) um livre, onde os preços e os contratos bilaterais seriam negociados livremente; e (ii) um regulado, onde as concessões se dariam por meio de leilões e licitações pela menor tarifa e a energia seria comercializada, majoritariamente, via Contratos de Compra de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), que são contratos de longo prazo.

A principal diferença entre as duas reformas está no modelo de comercialização. Na primeira, um mercado livre de energia, com preços livremente negociados, em uma governança institucional mais próxima da governança de mercado, contrastava com um ambiente caracterizado por baixa frequência das transações, ativos específicos e incerteza. É importante ter em conta que a década de 1990 foi particularmente conturbada do ponto de vista político e econômico, o Brasil tinha acabado de sair de um período de estagflação e a CF ainda estava

---

<sup>58</sup> Ver seção 3.2. COORDENAÇÃO DO DESPACHO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.

sendo amadurecida. Também havia questões de cunho político, como o recente processo de redemocratização e o impeachment de um presidente. Portanto, havia um ambiente de complexidade e futuro econômico incerto, tudo isso somado a um mercado formado por ativos específicos oriundos de pesados *sunk investments*, com segmentos em monopólios naturais e ainda, considerado um mercado pequeno em número de agentes de geração e de desenvolvimento da rede de transmissão. Ao instituir um ambiente regulado para celebração de contratos de longo prazo, a reforma de 2004, conciliou uma governança institucional híbrida com as características do mercado de energia do Brasil.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese procurou entender as razões pelas quais as usinas hidrelétricas tiveram sua participação reduzida no processo de expansão do setor elétrico, a partir da segunda metade da década de 1990. Para tanto, analisou-se as mudanças na governança institucional da indústria de energia elétrica, tendo em vista as duas principais características dessa indústria no Brasil: a predominância histórica de hidrelétricas no segmento de geração e a formação de um sistema de transmissão integrado em nível nacional.

Na indústria de eletricidade o produto intermediário das etapas produtivas é homogêneo, uma vez que o mesmo serviço/produto é ofertado em cada etapa do processo produtivo. No entanto, o caráter de indivisibilidade da rede não permite separar a eletricidade, um fluxo não estocável, dos ativos físicos do sistema, razão pela qual é preciso que exista um fluxo constante entre geração e consumo. Em decorrência de todas essas características, de um modo geral, essa indústria nasceu como monopólios verticalmente integrados, em pequenos sistemas isolados.

No capítulo 2, conforme estabelecido nos objetivos específicos, analisou-se o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, a partir de uma perspectiva histórica, principalmente após as reformas pós-década de 1990. Em suas fases mais incipientes o setor de eletricidade era formado por sistemas isolados, em que, pela falta de maturidade da rede a governança hierárquica era a forma institucional que minimizaria os custos de transação, assim, uma única empresa era proprietária de todos os ativos, de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Ao longo do século XX, o setor passou por um processo de crescimento vertiginoso, primeiro como sistemas regionais e a partir da segunda metade do século XX, vem se transformando em sistemas cada vez mais integrados, formando um sistema de transmissão de energia interconectado. É possível observar essa tendência no Brasil e está em andamento na União Europeia (SILVA, 2007), por exemplo.

Quando a rede ganhou maturidade e passou a formar sistemas integrados em nível regional, foi possível implementar uma agenda de desverticalização e liberalização parcial da indústria, um processo que se iniciou por volta dos anos 1970 em nível internacional, e ocorreu no Brasil a partir de meado dos anos 1990. Esse sistema modifica a situação anterior de sistemas isolados no Brasil, que era regida pela existência de monopólios estatais, processo que durou até a reforma de 1995.

Esse processo alterou os direitos de propriedade do segmento de transmissão, que ficou impedido de atuar na etapa intermediária do processo de comercialização de energia, passando a exercer a função de “carregador” comum a todos os geradores e distribuidores de energia (WILSON, 2002). Quando a indústria chegou a um ponto de elevado grau de maturidade da rede de transmissão com múltiplos agentes de geração (que incluem o consumo e comercialização de energia), criou-se um ambiente para a existência de uma estrutura de governança plural, com despacho descentralizado, em que as transações ocorrem sob governança híbrida, com participação no mercado *spot* e com contratos de curto e longo prazo.

Outro objetivo específico da tese foi realizar uma análise qualitativa do grau de especificidade dos ativos de geração e transmissão do setor elétrico brasileiro. Assim, tendo em vista que a indústria de eletricidade é constituída a partir de *sunk investments*, o movimento de desverticalização dessa indústria, ainda nos anos 1980, observa-se uma redução dos custos de transação dado o aumento da frequência das transações (representada pela maturidade da rede). Logo, isso favoreceu a transição da governança hierárquica, ou monopólios verticalmente integrados, para formas de governança menos estritas. Apesar disso, ainda se observa no setor elétrico que a natureza do investimento apresenta caráter afundado, um dos fatores que corroboram para o aumento dos custos de transação. Contudo, dentro das características do investimento apresentadas por Williamson (1985), de “*frequência, grau de especificidade dos ativos e incerteza*”, o relaxamento de pelo menos uma dessas características é condição suficiente para que a governança hierárquica dê lugar à governança híbrida, ou mesmo de mercado.

No caso do Brasil, o amadurecimento da rede e o aumento do número de geradores não são condições suficientes para avançar na direção de um modelo institucional baseado na governança de mercado. Neste caso, a dependência da geração hidrelétrica constitui o principal agravante para a flexibilização da governança institucional. A hidroeleticidade depende do regime de chuvas, uma variável climática sazonal e instável, que demanda monitoramento constante, cujo despacho de energia no presente tem sérias implicações na geração de energia futura (ver Capítulo 3). Em virtude disso, é necessário ao sistema brasileiro não apenas a maturidade da rede, mas também a diversificação do parque gerador, para diluir os problemas de otimização da geração hidrelétrica.

Essa questão entra em conflito com a própria constituição do SIN, que foi construído ao longo do tempo para explorar os potenciais hidrelétricos do Brasil em todo território nacional, inclusive a região Norte. Se o Brasil implementar uma agenda que avance na

exploração das hidrelétricas, as ferramentas que são usadas para otimização do sistema, como o despacho centralizado (coerente com a governança hierárquica<sup>59</sup>) e o monitoramento das usinas construídas em sequência no curso de um mesmo rio, continuarão sendo necessários para garantir a segurança do abastecimento e minimizar risco de déficit de energia no futuro. Por outro lado, o potencial hidrelétrico brasileiro é limitado a 176 GW (EPE, 2018), em contraste com uma demanda de energia que tende a crescer continuamente, especialmente pelos novos usos da eletricidade, como a internet das coisas e os veículos elétricos. O próprio crescimento do parque de geração, para atender uma demanda em crescimento constante, levaria naturalmente à diversificação do parque gerador e as características da geração hidrelétrica se diluiriam com o tempo. No entanto, a participação das usinas hidrelétricas vem caindo, com o aumento dos investimentos em termelétricas e usinas renováveis. Se por um lado houve o esgotamento dos potenciais das regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste, por outro, ainda haveria a possibilidade de expansão hidroelétrica na região Norte, que foi apenas parcialmente aproveitada. No entanto, se observa no caso brasileiro uma tendência de redução da participação das usinas hidrelétricas desde meados da década de 1990, como consequência do aumento dos investimentos em termelétricas e usinas renováveis.

Além do mais, o Sistema Interligado Nacional foi constituído por meio de elevados *sunk investments*, com a finalidade de explorar o potencial hidrelétrico da nação. Portanto, argumenta-se que deixar de aproveitar todo potencial hidrelétrico implica em desperdiçar um ativo específico, sem uso alternativo, pois a expansão do SIN só se justifica pelo aproveitamento das hidrelétricas.

Além disso, a expansão do mercado de eletricidade das hidrelétricas complementando o potencial elétrico da região Norte, complementaria o sistema de interligação nacional. Em decorrência disso, a partir do crescimento do número de geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores, aumenta a frequência das transações, reduzindo o risco de comportamento oportunista, mesmo diante do caráter de indivisibilidade da rede. Não obstante, quando o grau de maturidade da rede de transmissão é baixo, a liberalização da indústria pode ter um efeito negativo sobre os custos de transação (COLOMER FERRARO, 2010). Para um país com as características do parque gerador como o brasileiro, o tamanho e a diversificação

---

<sup>59</sup> O despacho centralizado pode ser caracterizado como uma forma de governança hierárquica, pois a geração de energia não ocorre via sistema de preços, mas através de comando e controle, dentro do planejamento centralizado realizado pelo operador da rede.

do segmento de geração são ainda mais importantes pelas especificidades geográficas relacionados à construção das usinas hidrelétricas e, mais recentemente, das eólicas.

A discussão da relevância das hidrelétricas na composição das unidades geradoras de energia elétrica no Brasil foi ressaltada pela redução no ritmo dos investimentos neste tipo de geração a partir da segunda metade dos anos 1990, conforme discutido no Capítulo 2. Além disso, a partir desse período, existe um problema de cunho legal quanto à transferência dos direitos de propriedade para exploração dos potenciais hidrelétricos, já que a promulgação da Constituição Federativa de 1988 trouxe uma série de indefinições legais que recaíram sobre o setor elétrico. Em primeiro lugar, a demora na regulamentação do Art. 175, sobre a concessão de serviços públicos, gerou atrasos e cancelamento de projetos de expansão da geração hidrelétrica. A questão ambiental também eleva os custos de construção das usinas, pois empreendimentos já licitados demoram em média 78 meses para obterem a licença de operação, quando a legislação determina que o prazo deveria ser de seis a 12 meses. Por último, a demarcação das terras indígenas também padece de indefinições jurídicas, deixando a questão em aberto. O que se discute neste caso, não é a pertinência da preservação ambiental e da demarcação das terras indígenas, mas a indefinição da legislação no tocante a estas questões, o que causa incerteza jurídica e encarece a celebração de contratos.

As reformas ocorridas no pós-década de 1990, a citar as realizadas em 1995 e 2004, contribuem para a explicação da redução no ritmo de investimentos da base de geração hidrelétrica. A reforma de 1995 deveria ter sido pensada em um horizonte de tempo mais amplo, para que cada etapa do processo de desverticalização e liberalização fosse cumprida, o mercado tivesse tempo de reagir às mudanças de cunho regulatório e a rede tivesse crescido para dar suporte à fase de liberalização do mercado. Além do mais, ao desverticalizar, privatizar e tentar criar um mercado atacadista de concepção mercantil (Mercado Atacadista de Energia – MAE), esbarrou no tripé “*frequência, ativos específicos e incerteza*”, fatores determinantes da eficiência da estrutura de governança. Já na reforma de 2004, apesar da criação de contratos de longo prazo dar maior segurança aos investidores e financiadores, o que ajudou na expansão do sistema, contribuiu para reduzir os ritmos das privatizações e deixou os investimentos em hidrelétrica mais dependente de investimentos públicos.

Sair da integração vertical, e migrar para formas contratuais mais flexíveis, exige uma mudança nas características do investimento, de pelo menos uma delas, a saber, frequência, grau de especificidade dos ativos ou incerteza. No Brasil, esta mudança ocorreu no intervalo das reformas, entre 1995 e 2004, e se refletiu no ganho de maturidade da rede e no crescimento



o número de agentes. Assim, o aumento da quantidade dos agentes de geração e consumo, eleva o volume de transações, que dilui os custos de transação e os sinais de preço passem a refletir a escassez ou abundância de determinado produto ou serviço.

Por fim, a principal contribuição dessa tese é ressaltar que a trajetória do setor elétrico brasileiro é benéficamente entendida à luz da Nova Economia Institucional. A análise institucionalista permite concluir que uma reforma no modelo institucional não é condição suficiente para determinar a eficiência da governança institucional do setor elétrico. A transição da governança hierárquica para o mercado livre em meados dos anos 1995 esbarrou em um mercado composto por ativos de elevado grau de especificidade, uma rede de transmissão pouco integrada e ambiente institucional incerto. Por outro lado, a reforma de 2004, embora tenha desacelerado o processo de privatizações do setor elétrico, ao instituir um ambiente regulado para celebração de contratos de longo prazo permitiu o aumento dos investimentos.

## REFERÊNCIAS

- ABRACEEL. **Mercado Livre**. [S. l.], 2018. Disponível em: [http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado\\_livre.asp?m\\_id=0](http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=0). Acesso em: 12 dez. 2018.
- ABRADEE. **A distribuição de energia**. [S. l.], 2018a. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em: 05 out. 2018.
- AGUIAR FILHO, Fernando Luiz. **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimentos em geração de energia hidrelétrica**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 2007.
- ALSTON, Lee J.; MUELLER, Bernardo. Property rights and the state. In: **Handbook of new institutional economics**. Springer, Berlin, Heidelberg, 2008. p. 573-590.
- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2008.
- ANEEL. **A Tarifa de Energia Elétrica**. [S. l.], 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas>. Acesso em: 15 out. 2018.
- ANEEL. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. [S. l.], 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/proinfa>. Acesso em: 11 out. 2018.
- ANEEL. **Regulação do Setor Elétrico**. [S. l.], 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>. Acesso em: 04 out. 2018.
- ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. [S. l.], 2018a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 5 nov. 2018.
- ANEEL. **Resultado de Leilões**. [S. l.], 2018b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em: 5 nov. 2018.
- AZEVEDO, P. **Integração Vertical e Barbanha**. Tese (Doutorado em Economia) - Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.
- AZEVEDO, P.F. Nova economia institucional: referencial geral e aplicações para a agricultura. **Agricultura em São Paulo**, São Paulo, v.47, n.1, p.33-52, jan./jun. 2000.
- BANCO MUNDIAL. **Licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil: uma contribuição para o debate**. Brasília: Banco Mundial, 2008.
- BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília: Senado Federal, 1988.
- BRASIL. **Decreto nº 774, de 18 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. Brasília, 1993. Disponível em:

[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1990-1994/D0774.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0774.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 1996. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 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. Brasília, 1997. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Decreto n. 3.371, de 24 de fevereiro de 2000**. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétrica, e dá outras providências. Brasília, 2000. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D3371.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Decreto n. 5.163, de 30 de junho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2004a. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Lei no 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília, 2004b. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL. **Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008**. *Regulamenta a contratação de energia de reserva*. Brasília, 2008. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm). Acesso em: 16 mar. 2016.

BRASIL, MME. **Portaria n. 101, de 22 de março de 2016**. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3189515/Portaria\\_n\\_101-2016/b133d901-d7ad-4caf-947b-66b102589bfa;jsessionid=80A94F3F1C0D83FD80114704925E6CB9.srv155](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3189515/Portaria_n_101-2016/b133d901-d7ad-4caf-947b-66b102589bfa;jsessionid=80A94F3F1C0D83FD80114704925E6CB9.srv155). Acesso em: 30 abr. 2016.

CASTRO, N.; BRANDAO, R.; DANTAS, G. DORADO, P. MAGALHÃES, M. A. Despacho de Usinas Térmicas por Critérios Técnicos para Teste. *Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL-UFRJ*, 59. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/51\\_TDSE59.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/51_TDSE59.pdf). Acesso em: 16 mar. 2016.

CASTRO, N.; BRANDAO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. A Formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro. *Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL-UFRJ*, 62. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf). Acesso em: 18 mar 2016.

CCEE. **Informações técnicas**. [S. l.], 2016. Disponível em: <https://goo.gl/RrB5d3>. Acesso em: 11 out 2018.

CCEE. **Preços Semanais**. [S. l.], 2018b. Disponível em: <https://goo.gl/BFy3DU>. Acesso em: 01 ago 2016.

CCEE. **Fontes**. [S. l.], 2018d. Disponível em: <https://goo.gl/Qbh2Wd>. Acesso em: 18 nov 2018.

CCEE. **Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia**. [S. l.], 2018e. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_076159](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076159). Acesso em 15 fev 2018.

CCEE. **Tipos de Leilões**. [S. l.], 2018a. Disponível em: <https://goo.gl/AfzgYJ>. Acesso em: 08 out. 2018

CCEE. **Comercialização**. [S. l.], 2018c. Disponível em: <https://goo.gl/5okTkK>. Acesso em: 08 out. 2018

CEPEL. **Áreas de Atuação**. [S. l.], 2018. Disponível em:

[http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado\\_livre.asp?m\\_id=0](http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=0). Acesso em: 11 dez. 2018.

CHAO, Hung-po; OREN, Shmuel; WILSON, Robert. Reevaluation of vertical integration and unbundling in restructured electricity markets. In: SIOSHANSI, Fereidoon (org.) **Competitive electricity markets**. Elsevier, 2008. p. 27-64.

COASE, Ronald H. The nature of the firm. **Economica**, v. 4, n. 16, p. 386-405, 1937.

COASE, R. The New Institutional Economics. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, M. (org). **The Economics of Contracts: Theory and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, pp 45-48, 2004.

COLOMER FERRARO, Marcelo. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: [http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/ppge/Marcelo\\_Colomer.pdf](http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/ppge/Marcelo_Colomer.pdf). Acesso em: 20 set 2015.

DIAS, Marcos V. X. **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barrerias**. 2005. Dissertação (Mestre) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005. <https://saturno.unifei.edu.br/bim/0029506.pdf>.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. **Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil**. CONFEA-Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, 2009.

DEMSETZ, Harold. Toward a theory of property rights. **American economic review**, v. 57, n. 2, p. 347-359, 1967.

DERROSSO, Giuliano Silveira; ICHIKAWA, Elisa Yoshie. A construção de uma usina hidrelétrica e a reconfiguração das identidades dos ribeirinhos: um estudo em Salto Caxias, Paraná. **Ambiente & Sociedade**, v. 17, n. 3, 2014.

ELLER, Nery Artur. **Arquitetura de informação para o gerenciamento de perdas comerciais de energia elétrica**. Florianópolis: UFSC, 2003.

ELETROBRAS. **História do Setor Elétrico**. [S. l.], 2016. Disponível em: <https://portal.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico/>. Acesso em: 13 jul. 2016. ELETRONORTE. **Interligação Tucuruí Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus: integração da amazônia no SIN**. Manaus, 2009. Disponível em: [http://www.suframa.gov.br/fiam/seminarios/2/lt\\_tuc\\_mao\\_r3.pdf](http://www.suframa.gov.br/fiam/seminarios/2/lt_tuc_mao_r3.pdf). Acesso em: 15 out 2017.

ELETRONORTE. **Interligação Tucuruí Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus: integração da amazônia no SIN**. [S. l.], 2009. Disponível em: [http://www.suframa.gov.br/fiam/seminarios/2/lt\\_tuc\\_mao\\_r3.pdf](http://www.suframa.gov.br/fiam/seminarios/2/lt_tuc_mao_r3.pdf). Acesso em: 4 nov. 2018.

EPE. **Expansão da Geração**. [S. l.], 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. Acesso em: 13 nov 2016.

EPE. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Nota técnica PR 04/18, Rio de Janeiro, set. 2018. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR\\_RecursoEnergeticos%202050.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursoEnergeticos%202050.pdf). Acesso em: 20 nov 2018.

EPE; MME. **Plano Decenal de Expansão da Energia 2026**. Brasília: EPE/MME, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 19 out. 2017.

ESPOSITO, Alexandre Siciliano. O setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas. In: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Brasil). **BNDES 60 anos: perspectivas setoriais**. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2012. p. 190-231.

FGV. **ELETROBRAS (Centrais Elétricas Brasileiras S. A.)**. [S. l.], 2018. Disponível em: <http://www.fgv.br/cpd/doc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/eletrobras-centrais-eletricas-brasileiras-s-a>. Acesso em: 9 ago. 2018.

FLEURY, F. **Investimento em infraestrutura como instrumento de política industrial**. São Paulo: USP, 2009.

FURUBOTN, Eirik G.; RICHTER, Rudolf. **Institutions and economic theory: The contribution of the new institutional economics**. University of Michigan Press, 2010.

GESEL. **Projeto de P&D "Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influencia do**

**modelo institucional vigente”**. [S. l.], 2005. Acesso em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/relatorio-IV.pdf>. Acesso em: 15 set 2018.

GIAMBIAGI, F.; VILLELA, A.; CASTRO, L.; HERMMAN, J (orgs). **Economia Brasileira Contemporânea 1948-2004**. Rio de Janeiro: Campus, 2004.

GLACHANT, Jean-Michel; SAGUAN, Marcelo. An Institutional Frame to Compare Alternative Market Designs in e U Electricity Balancing. **Working paper**, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2007. Disponível em: <http://tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2007-001.pdf>. Acesso em: 7 out 2016.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo social**, v. 15, n. 2, p. 219-235, 2003.

GOMES, A. C., ABARCA, C. D., FARIA, E. A., & FERNANDES, H. H. **O Setor Elétrico**. BNDES. 2002. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico\\_P\\_BD.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf). Acesso em: 25 mar 2016.

GREMAUD, Amaury Patrick, VASCONCELLOS, M. de; TONETO JÚNIOR, R. **Economia brasileira contemporânea**. São Paulo: Atlas, 2011.

GROSSMAN, Sanford J.; HART, Oliver D. The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration. **Journal of political economy**, 1986, vol. 94, no 4, p. 691-719.

HART, Oliver. Thinking about the firm: A review of Daniel Spulber's The Theory of the Firm. **Journal of Economic Literature**, 2011, vol. 49, no 1, p. 101-13.

HART, Oliver; MOORE, John. Property Rights and the Nature of the Firm. **Journal of political economy**, 1990, vol. 98, no 6, p. 1119-1158.

HART, Oliver; MOORE, John. Incomplete contracts and ownership: Some new thoughts. **American Economic Review**, 2007, vol. 97, no 2, p. 182-186.

HOLLANDA, Lavinia, et al. Licenciamento ambiental no segmento de energia: entraves. **Boletim de Conjuntura FGV Energia**, 2015, no 8, p. 3-7. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/bc/article/viewFile/57455/55960>. Acesso em: 13 fev 2017.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Financiamento do Setor Elétrico: Desafios e Novos Caminhos**. White Paper, 2018, ed. 20. Disponível em: [http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017\\_WhitePaper\\_20\\_FinanciamentoSetorEletrico.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaper_20_FinanciamentoSetorEletrico.pdf). Acesso em: 20 mar 2018.

JERONYMO, Alexandre Cosme José; BERMANN, Célio; GUERRA, Sinclair Malett-Guy. Deslocamentos, itinerários e destinos de populações atingidas por Barragens: UHE Tijuco Alto, SP-PR. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, 2012, vol. 25.

JOSKOW, Paul L. Vertical integration and long-term contracts: The case of coal-burning electric generating plants. **Journal of Law, Economics, & Organization**, 1985, vol. 1, no 1, p. 33-80.

JOSKOW, Paul L. Asset specificity and the structure of vertical relationships: empirical evidence. **Journal of Law, Economics, & Organization**, 1988, vol. 4, no 1, p. 95-117.

JOSKOW, Paul L. Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector. **Journal of Economic perspectives**, 1997, vol. 11, no 3, p. 119-138.

JOSKOW, Paul L. **Transaction cost economics and competition policy**. 2000. Unpublished manuscript.

JOSKOW, Paul L. Vertical Integration. In: MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. **Handbook of new institutional economics**. Berlin: Springer, 2008. pp. 319-348.

KLEIN, Benjamin; CRAWFORD, Robert G.; ALCHIAN, Armen A. Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. **The journal of Law and Economics**, 1978, vol. 21, no 2, p. 297-326.

KLEIN, Peter G. The make-or-buy decision: Lessons from empirical studies. In: MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. **Handbook of new institutional economics**. Berlin: Springer, 2008. p. 435-464.

LEITE, A. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Lexikon, 2014.

MASTEN, Scott E. The organization of production: Evidence from the aerospace industry. **The Journal of Law and Economics**, 1984, vol. 27, no 2, p. 403-417.

MÉNARD, C. A New Institutional Approach. In: MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. **Handbook of new institutional economics**. Berlin: Springer, 2008. p. 281-318.

MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. Introduction. In: MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. **Handbook of new institutional economics**. Berlin: Springer, 2008. p. 1-20.

MME (Ministério de Minas e Energia). **Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico**. 2003. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/antigo/arquivos/publicacoes/PropostaModeloInstitucional.pdf>. Acesso em 30 nov 2015.

MME. **Histórico do Ministério de Minas e Energia**. [S. l.], 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>. Acesso em: 10 dez. 2018.

NEWBERY, David. Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. **The Energy Journal**, 2005, p. 43-70.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Institucional**. [S. l.], 2015. Disponível em: [http://www.ons.org.br/institucional\\_linguas/modelo\\_setorial.aspx](http://www.ons.org.br/institucional_linguas/modelo_setorial.aspx). Acesso em: 08 dez. 2018.

ONS. **CONHECIMENTO GLOSSÁRIO**. [S. l.], 2017. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario>. Acesso em: 9 mar. 2017.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica - Abril de 2018**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_abr\\_2018.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_abr_2018.pdf). Acesso em 15 mai 2018.

PINDYCK, R., & RUBINFELD, D. **Microeconomia**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005.

PINTO JUNIOR, H. Q. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

POLLITT, Michael. The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. **Energy policy**, 2008, vol. 36, no 2, p. 704-713.

PONDÉ, J.; FAGUNDES, J.; POSSAS, M. Custos de transação e política de defesa da concorrência. **Revista de Economia Contemporânea**, 1997, vol. 2, p. 115-135.

PUC-RIO. **Energia Eólica**. Rio de Janeiro: Maxwell - PUC-Rio, (?). Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308\\_3.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308_3.PDF). Acesso em: 14 ago. 2018.

REZENDE, L. **Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**. Rio de Janeiro, PUC-RIO, 2008.

RIOUS, Vincent, The diversity of design of TSOs. **Energy Policy**, 2008, vol. 36, no 9, p. 3323-3332.

SCHEPKER, Donald J., et al. The many futures of contracts: Moving beyond structure and safeguarding to coordination and adaptation. **Journal of Management**, 2014, vol. 40, no 1, p. 193-225.

SIDDIQUI, A. **Equilibrium analysis of forward markets for electricity and reserves**. Tese (Doutorado em Filosofia), Engineering-Industrial Engineering and Operation Research, University of California, Berkeley, 2002. Disponível em: [https://pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/2002\\_general\\_publications/afzal-thesis.pdf](https://pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/2002_general_publications/afzal-thesis.pdf). Acesso em 22 set 2017.

SIFFERT FILHO, N. **O Complexo Citrícola Brasileiro: um enfoque a partir da teoria dos mercados contestáveis**. Dissertação (Mestrado em Economia), Instituto de economia, Rio de Janeiro, 1991.

SILVA, P. **O Sector da Energia Eléctrica na União Européia: evolução e perspectiva**. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.

TOLMASQUIM, M. **Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.



TOLMASQUIM, M. **Principais mecanismos de viabilização das fontes intermitentes no sistema elétrico latino-americano: Medidas operacionais e Geração flexível**. Caracas: CAF, 2017. Disponível em: <http://scioteca.caf.com/handle/123456789/1227>. Acesso em: 15 mar 2018.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2ed, 2015.

TOMMASI, M.; SPILLER, P. A New Institutional Approach. In: In: MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. **Handbook of new institutional economics**. Berlin: Springer, 2008. p. 515-544.

VARIAN, H. **Microeconomia: uma abordagem moderna**. Rio de Janeiro: Campus, 8ed, 2012.

WILLIAMSON, Oliver E. Markets and hierarchies: some elementary considerations. **The American Economic Review**, 1973, vol. 63, no 2, p. 316-325.

WILLIAMSON, Oliver E. **Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications**. London: The Free Press, 1975.

WILLIAMSON, Oliver E. Transaction-cost economics: the governance of contractual relations. **The journal of Law and Economics**, 1979, vol. 22, no 2, p. 233-261.

WILLIAMSON, Oliver E. The economics of organization: The transaction cost approach. **American journal of sociology**, 1981, vol. 87, no 3, p. 548-577.

WILLIAMSON, Oliver E. **The Economic Institutions of Capitalism**. Nova York: The Free Press, 1985.

WILLIAMSON, Oliver E. Comparative economic organization: The analysis of discrete structural alternatives. **Administrative science quarterly**, 1991, p. 269-296.

WILSON, Robert. Architecture of power markets. **Econometrica**, 2002, vol. 70, no 4, p. 1299-1340.

ZYLBERSZTAJN, D. **Estruturas de Governança e Coordenação do Agribusiness: Uma Aplicação da Nova Economia das Instituições**. Tese (Livre Docência em Administração) – Faculdade de Economia Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo. 1995. Disponível em: [http://www.erudito.fea.usp.br/PortalFEA/Repositorio/616/Documentos/Tese\\_Livre\\_Docencia\\_DZ.pdf](http://www.erudito.fea.usp.br/PortalFEA/Repositorio/616/Documentos/Tese_Livre_Docencia_DZ.pdf). Acesso em: 18 jul 2016.